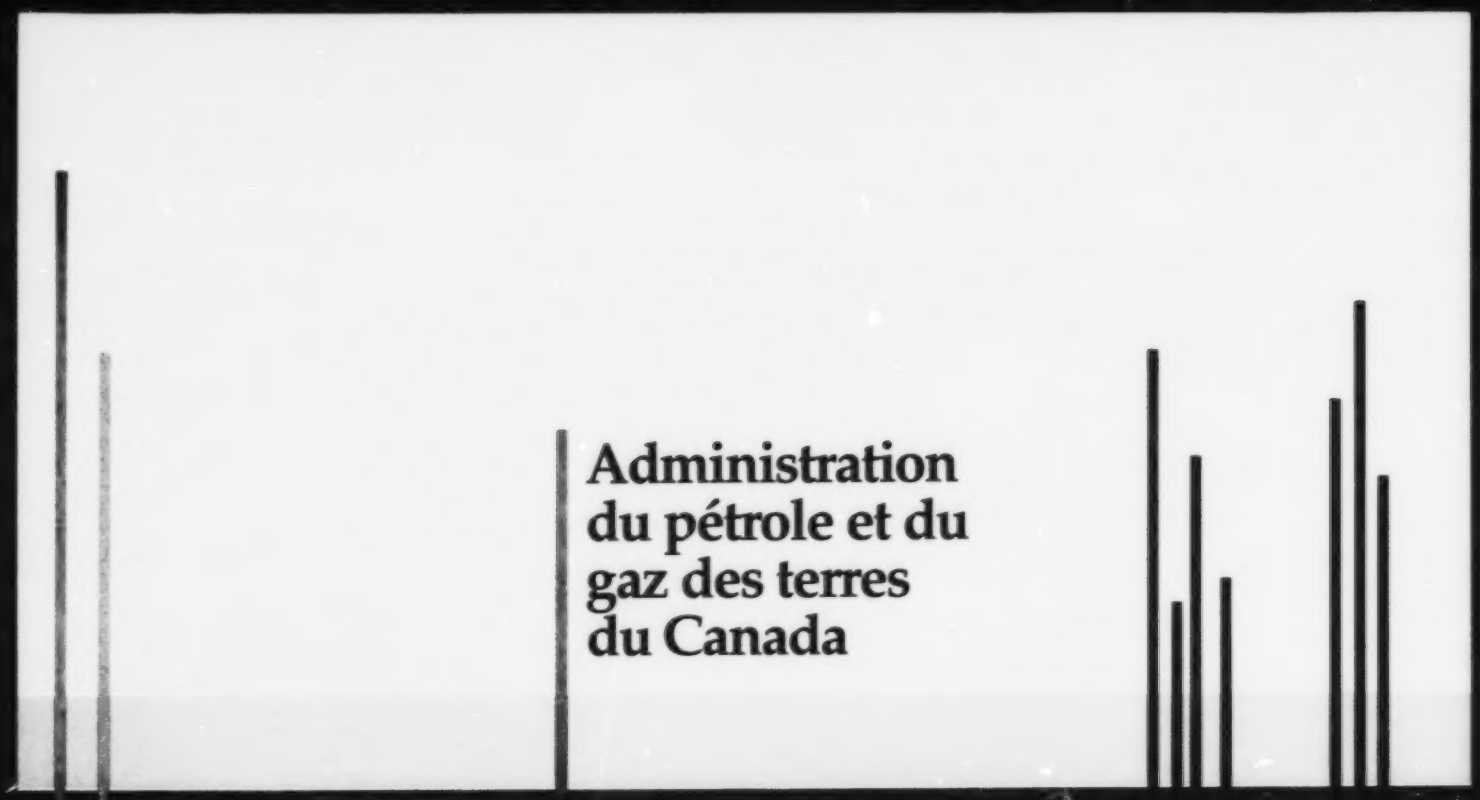


Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

Rapport annuel
1990

91-05635/

Profil de l'organisme

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) a été créée en 1981 en vertu d'un protocole d'entente conclu entre le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

L'APGTC constitue le principal lien entre le gouvernement fédéral et l'industrie pétrolière et gazière en ce qui a trait à la réglementation des activités liées aux hydrocarbures sur les terres domaniales du Canada, lesquelles comprennent le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, la baie d'Hudson et la plupart des zones situées au large des côtes canadiennes. L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers s'occupe du secteur au large de Terre-Neuve et du Labrador. Les activités au large de la Nouvelle-Écosse relèvent de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers.

La principale responsabilité de l'APGTC est de réglementer la prospection, l'exploitation et la production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales qui ne sont visées par aucun accord. L'Administration doit également veiller à la sécurité des travailleurs, à la conservation efficace des ressources et à la protection de l'environnement, en plus de s'assurer que tous les Canadiens bénéficient également et équitablement des retombées liées à l'exploitation des hydrocarbures. De plus, l'APGTC conseille le ministre fédéral de l'Énergie dans le cadre d'ententes pétrolières. L'APGTC comprend cinq directions :

- la Direction de la gestion des droits;
- la Direction du génie;
- la Direction de l'évaluation des ressources;
- la Direction de la protection de l'environnement;
- la Direction de l'analyse et de la coordination des politiques.

Le bureau régional de l'APGTC à Yellowknife s'occupe des zones continentale et extracôtière du Nord canadien. Il émet des autorisations de forage, assure le contrôle des rapports et d'autres données relatives aux travaux, effectue des inspections régulières sur le terrain, surveille les activités des sociétés pétrolières du point de vue du génie, de la géologie et de la sécurité au travail, et veille à ce que les plans de retombées soient observés.

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1991

N° de cat. M97-1990F

ISBN 0-662-96759-3

Pensez à recycler !

Think Recycling!

Table des matières

Messages des ministres 4
Terres domaniales du Canada 6
Déclaration de M. Maurice Taschereau, administrateur de l'APGTC 7
Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales 8
Gestion des droits 9
Travaux de prospection 12
Évaluation des ressources 14
Conservation et mise en valeur des ressources 15
Protection du travailleur 17
Protection de l'environnement 21
Emplois et retombées économiques 24
Résumé statistique
- Terres domaniales 27
- Partie continentale des Territoires 28
- Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 32
- Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique 34

Appendices
- Résumé statistique de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 36
- Résumé statistique de la zone extracôtière de Terre-Neuve 38

Glossaire 40

Message de l'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Le ministre, M. Jake Epp.

J'ai l'honneur de soumettre au Parlement le neuvième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC).

L'année 1990 a été marquée par la mise en valeur des réserves d'hydrocarbures sur les terres domaniales du Canada. Les nombreuses années de planification et de discussions entre le gouvernement et l'industrie ont abouti à la mise en branle des travaux liés aux projets pétroliers Hibernia et Cohasset-Panuke sur la côte est.

Cette décision s'appuyait sur les ententes de gestion conjointe et de partage des revenus conclues par les gouvernements fédéral et provinciaux au cours de la deuxième moitié des années 1980. Ces efforts revêtent une importance considérable, puisque sans les accords de l'Atlantique et de la Nouvelle-Écosse et sans les offices de gestion conjointe mis sur pied conformément à ces ententes, les travaux n'auraient pu être mis en œuvre.

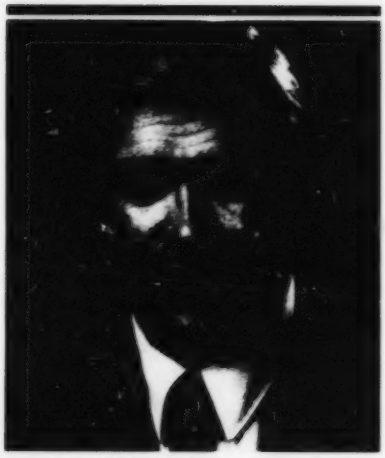
L'exploitation des champs Hibernia et Cohasset-Panuke aura une incidence importante sur l'essor de l'industrie extracôtière canadienne. Elle permettra d'acquérir des habiletés, des compétences et des technologies nouvelles grâce auxquelles les Canadiens seront plus à même de relever les défis qui se présenteront au niveau de la mise en valeur du pétrole et du gaz sur les terres domaniales. Notre peuple sera à la fine pointe des technologies d'exploitation extracôtière, concurrentiel et prêt à profiter d'autres occasions, au Canada comme à l'étranger. Une fois l'infrastructure moderne et la main-d'œuvre en place, tous les éléments seront en place pour la mise en œuvre d'autres projets, comme ceux de Terra Nova, de Whiterose ou de Venture.

Conformément au Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement, le gouvernement fédéral a procédé à toutes les évaluations environnementales requises avant de lancer les projets pétroliers Hibernia et Cohasset-Panuke. Celles-ci ont permis d'autoriser la mise en branle de projets suivant les conditions environnementales précisées par les offices des hydrocarbures extracôtiers.

S'il nous a fallu si peu de temps pour atteindre nos objectifs, c'est grâce à l'énergie et au dévouement constants dont a fait preuve le personnel de l'APGTC au cours des dernières années. Comme il l'avait décidé, le gouvernement commence maintenant à réintégrer les activités de l'Administration à celles des ministères d'appartenance et de l'Office national de l'énergie. J'ai confiance que les employés de l'APGTC continueront de gérer avec le même dévouement et le même professionnalisme les intérêts du Canada dans les terres domaniales.

Les années 1990 amènent dans leur sillage de grandes promesses et de nouveaux défis qui marqueront l'histoire de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières des terres domaniales du Canada. On a entrepris les travaux en vue de commercialiser de grandes quantités de ressources pétrolières des terres domaniales. Je suis confiant que les Canadiens sauront relever les défis que réserve l'avenir en travaillant main dans la main afin de mettre en valeur la production pétrolière extracôtière.

Message de l'honorable Tom Siddon, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien



Le ministre, M. Tom Siddon.

C'est avec plaisir que je me joins à mon collègue, l'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, pour présenter au Parlement le neuvième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC).

Comme la plupart d'entre vous le savez déjà, des démarches ont été entreprises en vue de mettre un terme aux activités de l'APGTC. La réglementation du forage et de la production dans le Nord, la gestion des droits pétroliers et gaziers et d'autres questions connexes liées aux politiques relevant de l'APGTC seront déléguées à l'Office national de l'énergie, au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien et au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

J'aimerais profiter de l'occasion pour féliciter les employés de l'APGTC de leur bon travail et de leur dévouement. La dernière décennie a été bien remplie, et les défis à relever ont été nombreux. Pendant cette période, le personnel de l'APGTC a contribué sensiblement à l'élaboration de règlements dans les domaines pétrolier et gazier. Ces efforts ont mené aux changements actuellement mis en œuvre.

La décision du gouvernement du Canada ne diminue en rien son engagement à l'égard de la politique énergétique sur les terres domaniales et des accords de l'Atlantique et de la Nouvelle-Écosse. Le gouvernement maintient aussi son engagement vis-à-vis le *Cadre politique et économique pour le Nord* et les accords du Nord, deux ententes de principe conclues avec les gouvernements territoriaux en septembre 1988. La restructuration des fonctions pétrolières et gazières appuiera ces objectifs.

En examinant l'année qui vient de s'écouler, une foule de questions viennent à l'esprit. Lorsque, en mars dernier, mon gouvernement a délivré trois permis de prospection touchant des parcelles de la région centrale de la mer de Beaufort, il mettait un terme à l'appel d'offres lancé en 1989 par suite de consultations avec les gouvernements territoriaux et les Inuvialuit. Il a alors témoigné de son engagement à l'égard d'un processus coopératif et permanent de cession de droits. Après des consultations semblables tenues cette année, un appel de nominations pour des terres de la région ouest de la mer de Beaufort a été lancé en avril. Bien qu'aucune nomination n'ait été reçue de l'industrie, on continuera régulièrement de procéder à des appels.

Les activités de prospection pétrolière et gazière menées à bien dans le cadre d'un programme proposé de forage dans la mer de Beaufort ont soulevé de nombreuses préoccupations au cours des audiences publiques tenues en juin 1990 par le Bureau d'examen des répercussions environnementales (BERE). Vu la nature très diversifiée des observations contenues dans le rapport du BERE, j'ai demandé à M. Robert Hornal de siéger en qualité de président du Comité directeur de l'exploitation dans la mer de Beaufort, afin d'examiner les inquiétudes formulées au cours des audiences. L'appui qu'apporte le gouvernement au travail exécuté par le BERE et par le Comité témoigne encore une fois de sa volonté d'assurer que les activités pétrolières et gazières s'accomplissent dans le respect de l'environnement. Le Comité rendra compte des résultats de son travail au début de 1991, et la réforme organisationnelle en cours tiendra compte de ces résultats de grande importance.

L'année dernière a été importante pour toutes les personnes s'intéressant aux activités de forage dans la mer de Beaufort et dans les autres régions septentrionales. Je suis impatient de travailler de concert avec tous les intéressés à la mise en valeur de nos ressources pétrolières et gazières dans le Nord.

Je tiens en terminant à présenter mes remerciements et à exprimer ma gratitude à tout le personnel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.

Terres domaniales du Canada

Zone qui relève de la compétence du
ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Zone qui relève de la compétence du
ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Déclaration de M. Maurice Taschereau, administrateur de l'APGTC

M. Maurice Taschereau.

Pour une deuxième année consécutive, les travaux de prospection pétrolière et gazière ont fait de la région septentrionale le secteur le plus actif de toutes les terres domaniales. Quatorze des 15 puits terminés sur les terres domaniales étaient situés dans le Nord, dont 12 dans la partie continentale des territoires et deux dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Sur la côte est, un puits a été foré au large de Terre-Neuve, près du gisement de pétrole Terra Nova. Au cours de l'année, 24 études géophysiques et géologiques ont été effectuées sur les terres domaniales; à cet égard, on a constaté que, par rapport à 1989, les activités se sont intensifiées au large de la côte est tandis qu'elles diminuaient considérablement dans le Nord.

En mars, trois permis de prospection ont été délivrés par suite d'un appel d'offres. Ces permis, qui visaient la région centrale de la mer de Beaufort, étaient les premiers droits de prospection initiale à être conférés dans la mer de Beaufort depuis plus de 20 ans. Le mois suivant, on a lancé un appel de nominations pour des droits de prospection visant des terres situées dans la région ouest de la mer de Beaufort; aucune nomination n'a cependant été reçue de l'industrie.

L'APGTC continue de veiller à ce que les travaux de prospection et de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel sur les terres domaniales canadiennes s'effectuent en toute sécurité pour l'environnement. Suivant le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PEEE), nous avons effectué quatre examens environnementaux interministériels d'importance concernant des projets sur la côte est. Trois de ces examens étaient liés au projet Hibernia, tandis que le quatrième visait la demande de mise en œuvre du plan de mise en valeur du projet Cohasset-Panuke. Sur la foi de ces examens, l'APGTC a recommandé au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources que les projets soient mis en branle.

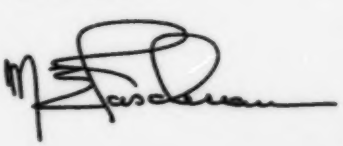
À la fin de l'année, on achevait une étude exhaustive et un examen préalable, mené selon le PEEE, de la demande visant un programme de forage du puits *Kulluk* de Gulf Canada Ressources Limitée, prévu pour 1990-1992. Dans le cadre de l'examen préalable de cette demande, le Bureau d'examen des répercussions environnementales (BERE) nous remettait son rapport décisionnel en juin. Le BERE recommandait de rejeter le programme, jugeant que ni le gouvernement ni l'industrie ne pouvaient intervenir de façon efficace en cas de déversement de pétrole causé par une éruption dans la mer de Beaufort. Un comité directeur spécial a examiné les questions soulevées par le BERE; il communiquera le résultat de ses travaux au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien en 1991.

Au cours de l'année, nous avons poursuivi nos consultations avec les provinces liées par des accords, les gouvernements territoriaux, les offices des hydrocarbures extracôtiers et l'industrie sur diverses initiatives de réglementation, ce qui a mené à la promulgation, en novembre, du Règlement sur la production et la conservation du pétrole et du gaz du Canada. Ce règlement régit les procédures et les approbations destinées à assurer une mise en valeur et une production méthodiques et efficaces du pétrole et du gaz naturel sur les terres domaniales. Des ébauches de règlements semblables ont été élaborées pour les régions extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Le Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve a été publié dans la partie I de la *Gazette du Canada* et devrait être promulgué en 1991. L'ébauche d'un règlement similaire pour la Nouvelle-Écosse a également été rédigée pendant l'année.

Le dialogue avec des représentants de l'industrie, des gouvernements territoriaux et des groupes autochtones fait partie intégrante du processus de réglementation. En novembre, l'APGTC et la Coopérative de lutte contre le déversement de pétrole dans la mer de Beaufort ont parrainé un atelier tenu à Inuvik sur le nettoyage des déversements pétroliers et les questions connexes, en vue de sensibiliser les gens à la planification des interventions d'urgence dans le Nord. En 1991, des réunions seront convoquées dans le but d'officialiser la représentation communautaire dans le cadre de la mise sur pied de l'équipe de planification d'urgence et d'intervention.

Suivant la recommandation formulée dans le rapport de l'APGTC de 1989 sur l'incident survenu pendant un forage à faible profondeur au puits Immiugak N-05, nous avons organisé et présidé un atelier à Calgary portant sur les risques du forage à faible profondeur dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Cet atelier, qui s'adressait aux exploitants pétroliers et gaziers, comprenait une révision et une évaluation des méthodes et des procédures de repérage et de forage sécuritaires des zones peu profondes renfermant du gaz, des hydrates de gaz ou du pergélisol.

Il serait impossible d'assumer nos responsabilités en matière de réglementation sans le soutien d'un personnel dévoué et compétent. J'aimerais remercier chacun des membres de notre organisation pour l'excellent travail accompli au cours de la dernière décennie.



Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales

Accords extracôtiers

Le gouvernement fédéral a conclu des accords extracôtiers avec le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador en 1985 et avec celui de la Nouvelle-Écosse en 1986. Aux termes de ces accords, les gouvernements fédéral et provinciaux ont une responsabilité égale en matière de réglementation et d'élaboration de lois concernant les activités pétrolières au large des côtes.

Afin d'assurer un système de réglementation uniforme dans toutes les terres domaniales, les lois de mise en œuvre des accords fédéraux-provinciaux comprennent des dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et de la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*.

Des offices indépendants ont été mis sur pied pour administrer une zone extracôtière au nom du Canada et de chacune des provinces. L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers doivent rendre compte aux ministres fédéral et provinciaux de l'Énergie, qui revoient certaines décisions fondamentales qu'ils ont prises.

Dans le cadre de la mise en œuvre des accords, l'APGTC facilite le transfert des responsabilités aux offices indépendants, fournit des conseils et coordonne les activités au nom du ministre fédéral de l'Énergie.

Terre-Neuve et Labrador

En mars, Mobil Oil Canada Properties a présenté une mise à jour du plan de mise en valeur du champ pétrolifère Hibernia à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE). Cette mise à jour, présentée au nom du consortium du projet Hibernia, exposait les modifications à apporter aux installations de surface de la plate-forme Hibernia. Le 15 août 1990, l'Office a approuvé ces modifications.

Tout au long de l'année, le gouvernement du Canada, celui de Terre-Neuve et du Labrador et le consortium du projet Hibernia ont négocié de façon intensive pour en arriver à une entente. Les négociations se sont soldées par l'annonce, le 14 septembre 1990, de la conclusion d'un accord entre toutes les parties en cause pour le début immédiat des travaux liés au projet Hibernia. *La Loi sur l'exploitation du champ Hibernia* (projet de loi C-44) était proclamée en novembre et, subséquemment, tous les accords connexes, comme ceux sur les redevances, le financement, les retombées industrielles et les questions afférentes, étaient signés.

En 1990, un protocole d'entente a été conclu sur les rôles et les responsabilités de l'OCTHE et des ministères et organismes gouvernementaux quant aux retombées industrielles et professionnelles relatives à la conception et à la construction dans le cadre de projets extracôtiers.

Nouvelle-Écosse

La *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* a été proclamée le 22 décembre 1989. Suite à la proclamation de la loi provinciale correspondante le 6 janvier 1990, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) était créé, et M. Fred V. Weir en était nommé président.

La société LASMO Nova Scotia Ltd. et son partenaire, Nova Scotia Resources (Ventures) Ltd., ont soumis deux plans à l'approbation de l'OCNEHE : un plan de mise en valeur du projet pétrolier de Cohasset-Panuke et un plan des retombées de ce projet pour la Nouvelle-Écosse et le Canada. En août, l'Office a approuvé ces plans sous conditions. Ceux-ci ont ensuite été entérinés par le ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources et par le ministre provincial des Mines et de l'Énergie en septembre. On prévoit commencer la production en 1992.

En juillet 1990, l'OCNEHE et l'APGTC signaient un protocole d'entente sur la conservation du matériel de forage et sur les rapports connexes. À la fin de l'année, on mettait la dernière main aux dispositions visant le déménagement du laboratoire et des installations de conservation à un nouvel emplacement à Dartmouth.

Colombie-Britannique

Les gouvernements fédéral et provincial ont continué de donner suite à diverses recommandations mises de l'avant dans le document intitulé *Rapport et recommandations de la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest*. Ils ont aussi tenu des discussions quant à un accord éventuel sur les ressources en hydrocarbures extracôtiers. À la fin de l'année, il était toujours interdit d'effectuer des travaux de prospection pétrolière au large de la côte ouest.

Territoires du Nord-Ouest et Yukon

En 1990, les gouvernements des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon ont soumis au gouvernement fédéral des propositions quant à des éventuels accords du Nord. L'APGTC a prodigué une aide technique au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et à celui des Affaires indiennes et du Nord canadien dans la préparation de la proposition fédérale. Dans l'esprit des ententes de principe de 1988 sur un Accord du Nord entre le gouvernement du Canada et ceux des territoires, l'APGTC a consulté des représentants des deux gouvernements territoriaux avant de prendre des décisions de réglementation concernant le Nord. De plus, l'APGTC a fourni des conseils et des renseignements sur la réglementation et la gestion des activités pétrolières et gazières.

Gestion des droits

Sous l'autorité des ministres des Affaires indiennes et du Nord canadien et de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'APGTC délivre, administre et enregistre des permis de prospection et des licences de production pour le gaz et le pétrole dans le Nord canadien et dans les terres domaniales extracôtières qui ne relèvent pas d'un office régional. Elle administre également certains droits de pétrole et droits miniers fédéraux à l'intérieur des provinces, sous la direction du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Territoires du Nord-Ouest et Yukon

En mars 1990, l'APGTC a délivré trois permis de prospection à la suite d'un appel d'offres lancé à la fin de 1989. Les trois permis touchaient une superficie d'environ 110 000 hectares dans la région centrale de la mer de Beaufort. Les offres pour les trois parcelles concernées prévoyaient des coûts de travaux totalisant 5,2 millions de dollars. Pour chacun de ces permis, il faudra qu'il y ait forage d'un puits avant qu'une seconde période d'application ne soit accordée. Les permis, rédigés en collaboration avec les deux gouvernements territoriaux, sont les premiers droits de prospection initiale à être conférés dans la mer de Beaufort depuis plus de 20 ans.

En avril 1990, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien lançait l'appel de nominations n° 2-1990 pour les terres situées dans la région ouest de la mer de Beaufort. Cet appel, aussi rédigé de concert avec les deux gouvernements territoriaux, prenait fin le 28 septembre 1990. Bien que l'on ait pu croire à un certain intérêt de l'industrie, aucune nomination n'a été reçue.

Aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, l'APGTC a continué à consulter l'industrie, les provinces liées par des accords, les gouvernements territoriaux et les offices des hydrocarbures extracôtiers sur l'élaboration des règlements touchant les redevances, les levés, la participation canadienne, ainsi que les lignes directrices, formulaires et procédures connexes. En outre, l'APGTC a entrepris des évaluations préliminaires d'autres zones nordiques proposées pour un appel de nominations.

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

En février 1990, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) lançait un appel d'offres pour une parcelle située au sud du champ pétrolifère Cohasset. Au début de juillet, l'Office annonçait l'offre retenue, qui prévoyait des coûts de travaux de 2,6 millions de dollars. Le soumissionnaire sélectionné a reçu le permis de prospection PP-2100, valide pour une durée de six ans répartie en deux périodes consécutives de trois ans. Pour conserver ses droits de prospection pendant la seconde période, l'exploitant doit commencer le forage d'un puits avant la fin de la première période.

L'OCNEHE a géré les droits liés à cinq permis de prospection et à 30 attestations de découverte importante.

Zone extracôtière de Terre-Neuve

En novembre 1990, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE) annonçait les noms des soumissionnaires retenus à la suite d'un appel d'offres lancé en juillet pour huit parcelles, dont sept se trouvent au large de la côte ouest de Terre-Neuve. Chacun des permis de prospection, qui seront délivrés en 1991, aura une durée de neuf ans. Les coûts totaux minimums des travaux pour les sept parcelles seront de 5,7 millions de dollars. Le permis pour la huitième parcelle, située au sud-ouest du champ Terra Nova, est d'une durée de sept ans. L'exploitant devra y forer un puits dans un délai de quatre ans. Les coûts associés sont d'au moins cinq millions de dollars. Dans tous ces cas, l'exploitant doit forer un puits durant la première période d'application du permis pour conserver ses droits de prospection pendant la seconde période.

Durant l'année, l'OCTHE a délivré 34 nouvelles attestations de découverte importante et une licence de production. De plus, il a géré les droits accordés par neuf permis de prospection, par 43 attestations de découverte importante et par une licence de production.

AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES À LA FIN DE L'ANNÉE, 1986-1990

	1986	1987	1988	1989	1990
Nombre de permis en vigueur*	118	112	153	149	221
Parcelles négociées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	4,1	7,3	2,31	0,56	0,35
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	39,2	15,1	16,5	2,37	1,42
Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	33,5	20,6	7,1	5,69	4,6

* *Y compris les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.*

ÉTAT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE 1990

	Permis en vigueur*	Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	Parcelles négociées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	Parcelles en attente** (en millions d'hectares)
Partie continentale des Territoires	45	0,4	0	0,6	1,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	64	0,7	0,1	1,9	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	0	0	1,29	2,4
Baie d'Hudson	0	0	0	0	1,4
Zone extracôtière de Terre-Neuve	53	0,19	0,12	0,57	1,5
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent)	36	0,13	0,13	0,24	3,4
Côte ouest	0	0	0	0	8,7
Total	**221**	**1,42**	**0,35**	**4,6**	**18,5**

* *Y compris les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.*

** *«En attente» comprend les régions où les travaux de prospection ont été suspendus, par exemple : côte ouest, baie de Baffin, banc Georges, Saint-Pierre-et-Miquelon.*

PERMIS CONCLUS EN 1990

Exploitant	Permis		Nombre de permis*	Superficie (en milliers d'hectares)	Emplacement	Durée (en années)
Esso	PP	355/356	2	47,2	Mer de Beaufort	8
Amoco	PP	357	1	63,6	Mer de Beaufort	8
Paramount	LP	3	1	0,08	Partie continentale des Territoires	25
Mobil	ADI	1001/1002/ 1003/1005/ 1006	5	19,4	OCTHE**	—
Petro-Canada	ADI	1004/1007/ 1009/1010/ 1032/1033	6	18,8	OCTHE	—
Husky	ADI	1008/1011/ 1017-1031/ 1034	18	55,4	OCTHE	—
Esso	ADI	1012-1016	5	6,0	OCTHE	—
Mobil	LP	1001	1	22,2	OCTHE	25
LASMO	PP	2100	1	24,9	OCNEHE***	6
Shell	ADI	2120 A.B/ 2121/ 2276 A.B/ 2277/2298/ 2299 A	8	40,2	OCNEHE	—
Mobil	ADI	2254/ 2255 A-E 2255 J-N 2283 A-C	14	52,6	OCNEHE	—
Petro-Canada	ADI	2259	1	4,8	OCNEHE	—
Husky	ADI	2269/2286	2	4,8	OCNEHE	—
LASMO	ADI	2255 F-H/ 2299 B/2300	5	6,3	OCNEHE	—

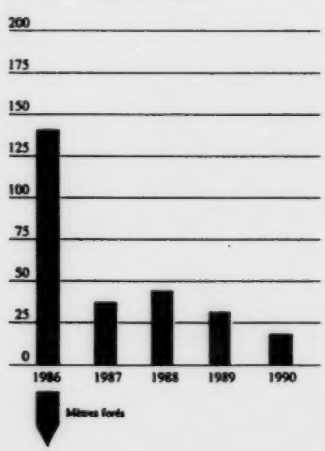
* *Y compris les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.*
** *Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.*
*** *Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers.*

Travaux de prospection

En 1990, 15 puits ont été terminés sur les terres domaniales. Au nombre des activités de prospection importantes, mentionnons deux découvertes majeures de pétrole et de gaz dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, ainsi que quatre nouvelles découvertes majeures de gaz dans la région de Cameron Hills, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

Le nombre des travaux géophysiques exécutés en 1990 a été comparable à celui de 1989; il y a eu intensification des travaux dans les zones extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, tandis que la partie continentale des Territoires connaissait un ralentissement de ses activités.

Forages de prospection et de délimitation dans les terres domaniales
1986-1990
(en milliers de mètres forés)



Le Nord

En 1990, 14 des 15 puits terminés sur les terres domaniales étaient situés dans le Nord.

Partie continentale des Territoires

Au total, 12 puits de prospection ont été terminés en 1990. Dans la région de Fort Good Hope, Chevron Canada Resources Ltd. a foré quatre puits de prospection : les Hume River I-66, N-10 et I-20, ainsi que le Mountain River O-18. Ils ont tous été forés jusqu'à leur profondeur finale, évalués, bouchés et abandonnés.

Dans la région de Cameron Hills, Paramount Resources Ltd. a foré cinq puits jusqu'à leur profondeur finale. Elle a commencé et suspendu un puits qui fera l'objet de forage additionnel en 1991. Deux puits forés au cours des années passées ont été sondés à nouveau aux fins d'essais supplémentaires. Quatre des cinq puits terminés soit les Cameron A-68, J-37 et N-28, et le Swede A-73, ont mené à des découvertes de gaz. Le puits Cameron L-44 de Paramount et al. a été bouché et suspendu aux fins d'utilisation éventuelle comme puits de refoulement d'eau. Quant au puits Cameron B-25 de la même société, il a été commencé à la fin de la saison, puis suspendu à cause du dégel printanier. L'an prochain, il sera foré jusqu'à sa profondeur finale. La société Paramount a aussi repris le forage de deux puits pour des essais additionnels : les Cameron C-50 et L-47 de Paramount et al., où on avait respectivement découvert du gaz en 1986 et du pétrole en 1989. L'autre puits de la région, le Swede E-02 de Petro-Canada, a été foré jusqu'à une profondeur de 1 527 m, bouché, puis abandonné.

Deux autres puits situés dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, soit le Celibeta B-12 de Shell et al. et le Island Lake N-45 de PCI, ont été forés jusqu'à leur profondeur finale, bouchés et abandonnés.

Les travaux de géophysique ont connu un ralentissement en 1990, où seulement un programme sismique et une étude gravimétrique ont été entrepris. Dans la région de Fort Good Hope, la Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée a effectué un programme sismique sur

Le Molikpaq *utilisé à l'emplacement du puits Isserk I-15, dans la mer de Beaufort.*
Photo d'Esso Ressources Canada Limitée.

181 km; et, dans le nord-ouest du Yukon, près de la frontière américaine, Arco Alaska a amorcé une étude gravimétrique de petite envergure. Quatre études géologiques ont été amorcées : Chevron en a mené deux dans la région de Fort Good Hope, Arco en a réalisé une dans le nord du Yukon, près de la frontière américaine, et Amoco a effectué la dernière dans la région de Fort Simpson.

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

En 1990, dans cette région, deux puits de prospection ont été forés : le premier, dans la mer de Beaufort et le second, dans la région continentale du delta du Mackenzie. Le Isserk I-15 d'Esso Chevron et al., situé dans la région centrale de la mer de Beaufort, a été foré à une profondeur de 2 693 m avec le caisson arctique mobile *Molikpaq*. Dans la région continentale du delta du Mackenzie, le Unipkat N-12 de Shell a été foré jusqu'à une profondeur finale de 1 614 m. Ces deux puits ont été mis à l'essai et du pétrole et du gaz ont débité de plusieurs zones différentes.

Les travaux d'ordre géophysique ont connu une baisse substantielle dans la région. Seulement six études géophysiques y ont été entreprises, dont deux levés d'éventuels emplacements de forage. La société Esso Ressources Canada Limitée a procédé à deux petits levés sismique-réflexion dans la région continentale du delta du Mackenzie, tandis que Geophysical Services Incorporated et Amoco ont chacune effectué un levé sismique marin dans la mer de Beaufort. Les sociétés Gulf Canada Ressources Limitée et BP Canada Ressources Limitée ont aussi réalisé des levés d'éventuels emplacements de forage à cet endroit.

Îles de l'Arctique et est de l'Arctique

Il n'y a eu aucun forage dans cette région en 1990. Toutefois, BP a procédé à un petit levé géochimique dans la baie de Baffin.

Zone extracôtière de la côte est

Les travaux géophysiques se sont accrus de façon importante dans cette région en 1990. Onze études géophysiques y ont été réalisées. Cependant, les activités de forage y étaient en baisse, un seul puits de prospection a été foré.

Zone extracôtière de Terre-Neuve

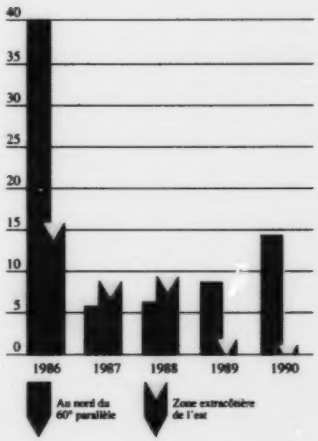
En 1990, quatre programmes sismiques ont été menés à bien dans le bassin Jeanne d'Arc, sur une distance de 5 531 km. Les sociétés Shell Canada Ltd. et Petro-Canada Inc. ont chacune réalisé un programme sismique classique bidimensionnel, tandis qu'Esso a réalisé un programme sismique tridimensionnel. La société Petro-Canada a aussi effectué un levé d'éventuel emplacement de forage. De plus, un petit programme sismique a été réalisé à l'ouest de Terre-Neuve. La BP a procédé à un levé aérien magnétométrique et à un levé d'éventuel emplacement de forage.

Le puits King Cove A-26, de Petro-Canada et al., a été foré au sud-ouest du gisement de pétrole Terra Nova au moyen du *Sedco 710*. Il a ensuite été bouché et abandonné après un forage d'une profondeur finale de 3 092 m.

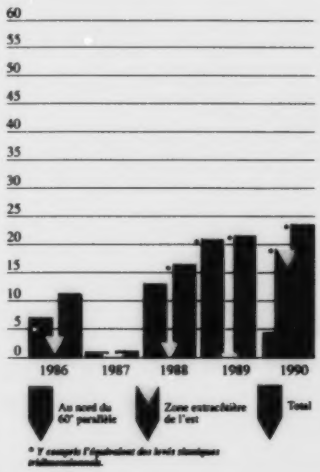
Zone extraçôtière de la Nouvelle-Écosse

En 1990, trois programmes sismique-réflexion ont été réalisés sur une distance de 2 730 km dans la région de l'île de Sable, dont deux par LASMO et un par Mobil Oil Canada Ltd. La société LASMO a aussi effectué un levé d'éventuel emplacement de forage près du champ pétrolifère Cohasset. Aucun puits n'a été foré.

Nombre de puits terminés
1986-1990



Levés de sismique-réflexion effectués dans les terres domaniales
1986-1990
(en milliers de km)



Évaluation des ressources

Évaluation du potentiel en hydrocarbures

En 1990, l'APGTC et l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière ont travaillé de concert à deux évaluations régionales du potentiel en hydrocarbures : la première portait sur les ressources de l'Ouest du Canada, qui s'étend dans le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest jusqu'au 62e degré de latitude Nord, et la seconde concernait le potentiel en pétrole et en gaz dans le couloir du Mackenzie. On poursuit les évaluations dans la mer de Beaufort en vue d'obtenir une définition technique de la zone de la région ouest visée par un appel de nominations

Dans le cadre de sa contribution à la planification de l'utilisation des terres du Nord, l'APGTC a examiné les effets, sur la prospection, de l'ébauche du plan d'utilisation des terres du delta de Mackenzie et de la mer de Beaufort. Elle a fourni à la Commission régionale de planification de l'utilisation des terres de Denendeh, des cartes et des donnés techniques justificatives sur la région où vivent les Dene-Métis et sur le plan régional d'utilisation des terres de Keewatin, dans la baie d'Hudson. Des évaluations sont aussi en cours dans les régions des plaines d'Old Crow et du plateau de Peel, au Yukon. L'évaluation de la zone du plateau de Peel sera employée dans l'élaboration du plan régional d'utilisation des terres du nord du Yukon, ainsi que par le Service canadien des parcs dans le cadre du processus d'établissement d'un parc national.

Travaux de recherche

En 1989, l'APGTC a octroyé deux contrats de recherche en matière de géochimie et de biostratigraphie pour des échantillons provenant de puits où sont utilisées des boues de forage à base d'huile. Les rapports de recherche seront publiés en 1991.

En tant que membre de la Commission de prévention et de sécurité pour le *Programme de sondage des fonds marins*, l'APGTC a examiné les données sismiques relatives aux emplacements de forage proposés dans le monde entier. Elle a aussi étudié les risques possibles liés au forage et les réserves potentielles d'hydrocarbures pour ces emplacements.

Définition des périmètres de découverte importante

En 1990, on a délimité neuf périmètres de découverte importante (PDI). Trois de ceux-ci, qui avaient déjà été désignés comme tels, ont fait l'objet d'une révision.

Dans le sud des Territoires, on a déterminé quatre nouveaux PDI. Trois PDI existants ont été agrandis à la lumière des résultats de forage récent effectué par Paramount Resources Ltd. et Petro-Canada Inc. dans la région de Cameron Hills. Il y a eu détermination d'un PDI pour le puits F-25A de Northcor et al., situé près de Fort Liard dans les Territoires du Nord-Ouest, et pour le puits de découverte Unipkat N-12 de Shell, dans le delta du Mackenzie.

Comité du pétrole et du gaz

Le Comité du pétrole et du gaz est un organisme quasi judiciaire qui a le pouvoir d'entendre des appels et de tenir des enquêtes sur des questions techniques relatives à la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*. De plus, il conseille le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et celui des Affaires indiennes et du Nord canadien sur des sujets liés à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

En 1990, le Comité a entendu son premier appel concernant une attestation de découverte importante pour le puits Minuk I-53 d'Esso, situé dans la mer de Beaufort.

Un appel antérieur au sujet d'une attestation de découverte importante pour le puits de découverte Liard F-25 de Northcor et al., situé près de Fort Liard, a été retiré avant d'être entendu par le Comité.

Un géologue de l'APGTC travaillant sur le terrain, près de Fort Simpson dans les Territoires du Nord-Ouest. Photo de T. Bird.

Conservation et mise en valeur des ressources

L'APGTC réglemente l'exploitation et la production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales qui ne sont visées par aucun accord, et veille à la conservation efficace de ces ressources non renouvelables d'une grande valeur.

Partie continentale des Territoires

Norman Wells

Le projet d'expansion par injection d'eau a poursuivi sur sa lancée : le débit de pétrole et le niveau de pression dans le réservoir ont augmenté, tandis que la proportion gaz naturel-pétrole a diminué. La production de pétrole a été portée de 1,789 millions de m^3 en 1989 à 1,841 millions de m^3 en 1990. Le débit quotidien moyen a augmenté pour atteindre 5 042 m^3, avec une production maximale mensuelle de 166 843 m^3 en juillet. À la fin de l'année, la production cumulée de pétrole tirée du champ se chiffrait à 13,99 millions de m^3. La production de gaz a encore baissé par rapport à l'année précédente, passant de 129 millions de m^3 en 1989 à 126 millions de m^3 en 1990.

En octobre 1990, une pompe et un séparateur d'admission neufs ont été installés à Norman Wells. Grâce aux séparateurs, les installations sont plus en mesure de faire face au bouillonnement dans les pipelines traversant le fleuve Mackenzie. La pompe neuve a permis d'augmenter la capacité totale de traitement des fluides.

À la fin de l'année, le chantier comptait 115 puits d'injection et 166 puits de production.

Kotaneelee

Le champ gazéifère de Kotaneelee, dans le sud du Yukon, a connu une production intermittente entre 1979 et 1980. En 1983, on a mis fin à ses activités. En 1990, l'APGTC a accordé à la Columbia Gas Development of Canada Ltd. la permission d'y apporter des modifications importantes. Les changements prévoyaient la mise en place d'une installation au diéthanolamine destinée à enlever l'hydrogène sulfuré du gaz employé dans les générateurs et dans l'usine. On a remplacé l'incinérateur des gaz brûlés par un système de récupération des vapeurs et un conduit d'évacuation de brûlage à la torche, dans le but d'accroître l'efficacité de l'usine et de limiter les pertes de gaz. Les réchauffeurs et les chaudières ont été remplacés par une installation centrale de chauffage à niveau moyen, et les installations d'appareillage et de contrôle ont aussi été améliorées.

L'exploitant a reconditionné deux puits en même temps qu'il a réactivé l'usine de gaz. Le reconditionnement de la zone de production du puits Kotaneelee YT I-48 de Columbia et al., inactif depuis 1979, a été repris et du matériel de production neuf y a été installé. Le puits Kotaneelee YT B-38, de la même société, a fait l'objet d'un essai : de puits suspendu, il est passé à puits producteur. Quand l'usine sera en exploitation, les deux à puits de Columbia et al. produiront du gaz.

Pointed Mountain

La production du champ de gaz naturel de Pointed Mountain a continué à diminuer, tombant de 96 millions de m^3 en 1989 à 74 millions de m^3 en 1990. Ce résultat porte la production totale cumulée de ce champ à 8,155 milliards de m^3.

Le puits Pointed Mountain G-62 d'Amoco a été réactivé et un compresseur de gaz et une unité de déshydratation ont été mis en place à la tête de puits. En août 1990, l'APGTC a approuvé le fonctionnement de ces nouvelles installations.

Des travaux de reconditionnement ont été exécutés au puits Kotaneelee YT I-48 de Columbia et al., dans le sud du Yukon.

Cameron Hills

Après une année de forage remplie de succès pour Paramount, l'APGTC a mené une étude pétrophysique et hydrodynamique détaillée afin de fournir une estimation préliminaire des réserves potentielles.

Elle a approuvé un essai de débit prolongé du puits L-47 de Paramount et al. Le pétrole produit pendant cet essai a été transporté par camion depuis la région de Cameron Hills jusqu'au réseau albertain de pipelines situé près de Zama Lake.

Îles de l'Arctique

Bent Horn

La société Panarctic Oils Ltd. a expédié de l'île Cameron un chargement de pétrole brut extrait du champ pétrolifère Bent Horn. Le 8 septembre, le *MV Arctic* partait pour Montréal avec 24 684 m^3 de pétrole à son bord. La production totale du champ de Bent Horn pour 1990 a été de 24 037 m^3, ce qui portait sa production cumulée à 203 806 m^3.

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Cohasset-Panuke

Le 17 juillet 1990, LASMO présentait une demande d'approbation d'un plan de mise en valeur basé sur le plan préliminaire de mise en valeur des champs pétrolifères extracôtiers Cohasset-Panuke, soumis plus tôt durant l'année. La mise en valeur simultanée des deux champs donnera lieu à une production totale de 5,5 millions de m^3 de brut léger. La production saisonnière devrait commencer en 1992. Les installations de production requises comprennent une chemise de tête de puits à chaque champ, raccordée par un pipeline sous-marin, ainsi qu'une plate-forme de forage auto-élévatrice louée, à Cohasset. Le pétrole sera transféré depuis la plate-forme de production de Cohasset jusqu'à un réservoir de stockage, puis transvidé dans un pétrolier-navette. Le 8 août 1990, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) a présenté un rapport sur sa décision, rapport dans lequel il approuvait de façon conditionnelle le plan de mise en valeur.

L'APGTC a fourni un soutien technique à l'OCNEHE dans le cadre du processus d'accréditation, des simulations liées aux réservoirs, des analyses géophysiques et pétrophysiques et des analyses des structures et des installations.

Le MV Arctic *à Bent Horn.*

Protection du travailleur

En vertu de la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz* et du *Code canadien du travail*, l'APGTC a la responsabilité d'assurer la santé et la sécurité des travailleurs du secteur des hydrocarbures sur les terres domaniales.

En 1990, l'APGTC, en consultation avec des représentants des ministères des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve et des offices des hydrocarbures extracôtiers, a mis la dernière main à des propositions de modifications à la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*, ainsi qu'aux articles correspondants de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Atlantique* et de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*. L'APGTC a travaillé en étroite collaboration avec le ministère de la Justice dans la réalisation de cette tâche. Les modifications proposées constituent les dernières mesures nécessaires à la mise en œuvre du reste des recommandations formulées par la Commission royale sur le désastre marin de l'*Ocean Ranger*. Elles amélioreront la protection des travailleurs en prescrivant que les structures et les équipements dont ils se servent soient certifiées, et rendront obligatoire la présence d'un gérant d'installation chargé d'assurer la sécurité du personnel.

Forage

En 1990, la partie 1 de la *Gazette du Canada* publiait le Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. Ce règlement sera promulgué et publié dans la partie 2 de la *Gazette du Canada* en 1991. Une ébauche du Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse a été élaborée, puis envoyée au ministère de la Justice aux fins d'examen. Ces deux règle-ments visent à garantir qu'avant d'accorder une permission de forage, l'organisme de réglementation s'assurera que les mesures concernant la sécurité de vies humaines, la prévention de la pollution et la conservation des ressources en hydrocarbures répondent à des normes sévères.

La rédaction des notes d'orientation pour le Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada, qui s'applique à toutes les régions sous la responsabilité de l'APGTC, a été achevée. Ces notes, qui seront publiées en 1991, permettront d'orienter et d'informer les exploitants afin de les aider à répondre aux exigences obligatoires de la réglementation. Le document explique en détail comment remplir une demande d'approbation de puits, et décrit la politique de l'APGTC sur les combinaisons de survie, la formation du personnel, les navires de service, les plans d'urgence, les dispositions liées aux puits de secours, les questions environnementales et les responsabilités financières.

Santé et sécurité au travail

Le Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle des travailleurs du secteur des hydrocarbures de la Nouvelle-Écosse a été élaboré et envoyé au ministère de la Justice aux fins d'examen. Ce règlement sera promulgué en 1991, en même temps que le règlement terre-neuvien correspondant. Il décrit les mesures et les procédures que l'industrie pétrolière doit mettre en œuvre pour assurer un milieu de travail sain et sûr.

En 1990, la *Loi sur la santé des non-fumeurs* et le règlement afférent ont été adoptés. Les agents de sécurité de l'APGTC sont responsables de l'application de cette réglementation qui interdit de fumer dans les aires de travail et d'habitation sur les lieux de prospection et d'exploitation. Des pièces ou des zones particulières peuvent cependant être réservées aux fumeurs, si la ventilation y est adéquate.

Production

Après de vastes consultations avec l'industrie, les offices des hydrocarbures extracôtiers et les provinces liées par des accords, le Règlement sur la production et la conservation du pétrole et du gaz du Canada était promulgué en novembre 1990. Ce règlement régit les procédures et les approbations destinées à assurer une mise en valeur et une production structurées et efficaces des découvertes de pétrole et de gaz sur les terres domaniales. En vertu du règlement, les lignes directrices sur la mise en œuvre du plan de mise en valeur seront publiées en 1991. Les ébauches des règlements correspondants pour Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse existent déjà et seront soumises à l'examen du ministère de la Justice en 1991.

Le désastre de l'installation de production Piper Alpha survenu dans la section britannique de la mer du Nord en 1988 a attiré l'attention du monde entier sur les méthodes d'intervention d'urgence, la lutte contre l'incendie et les systèmes d'évacuation dans les champs pétrolifères. Dans l'ébauche du Règlement sur les installations gazières et pétrolières au Canada, l'APGTC a encore resserré les exigences structurelles concernant la sécurité-incendie ainsi que le matériel de sauvetage et de lutte contre l'incendie. En outre, l'article de cette ébauche qui vise l'analyse de la sécurité des installations proposées a été révisé. Il précise maintenant qu'au moment de la conception des installations, l'exploitant doit tenir compte de la sécurité du personnel en cas d'urgence. Des représentants de l'industrie ont été consultés sur ce règlement, qui sera soumis à l'examen du ministère de la Justice en 1991.

Géophysique

En 1990, l'élaboration du Règlement sur l'étude géophysique des gisements de pétrole et de gaz du Canada a été achevée. Ce règlement a été envoyé au ministère de la Justice aux fins d'examen. L'APGTC travaille avec les provinces liées par des accords et les offices des hydrocarbures extracôtiers sur la partie du règlement qui porte sur la zone au large de la côte est. Le règlement vise ceux qui effectuent des travaux de géophysique sur les terres domaniales. Il établit des normes régissant l'obtention d'une autorisation d'étude et stipule les pratiques de travail sûres, les mesures de protection de l'environnement et les exigences sur les rapports à présenter.

Formation en matière de sécurité

L'APGTC et d'autres autorités réglementaires ont travaillé de concert avec l'industrie à la rédaction du document intitulé *Canadian Offshore Petroleum Industry Qualifications, Safety Training and Certification (Drilling) Standard*. Les normes qu'il renferme précisent la formation minimum en matière de sécurité, d'emploi ou de comportement en milieu marin à dispenser à chaque membre d'équipage d'une plate-forme mobile de forage en mer ou d'un navire de service. Le document précise également le nombre et le genre de travailleurs accrédités exigés sur chaque type d'installation de forage. Ces normes ont été publiées en novembre 1990.

Travaux en plongée

L'APGTC et la Canadian Association of Diving Contractors ont mené une étude sur les tables de plongée de l'Institut militaire et civil de médecine environnementale et sur l'élaboration de bases de données sur la plongée. L'étude propose une méthode d'évaluation et de définition des marges de sécurité pour diverses tables de décompression utilisées en plongée commerciale.

En 1990, l'APGTC a reçu de nombreuses demandes d'accréditation de plongeurs et de personnel de soutien à la plongée intéressés à travailler au large des côtes canadiennes. Elle a examiné méticuleusement ces demandes à la lumière des exigences du Règlement sur les travaux de plongée liés aux activités pétrolières et gazières au Canada. Plus de 50 travailleurs ont été accrédités au cours de l'année.

Risques du forage à faible profondeur

En 1990, l'APGTC a organisé et présidé à Calgary un atelier sur les risques que présente le forage à faible profondeur dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. Des exploitants du Nord et des spécialistes invités y ont participé. Le rapport de l'APGTC sur l'éruption du puits Immiugak N-05, rapport rédigé en 1989, recommandait aux exploitants d'assister à cet atelier. Celui-ci comprenait une révision et une évaluation des méthodes et procédures de repérage et de forage sécuritaire des zones peu profondes renfermant du gaz, des hydrates de gaz ou du pergélisol. Les participants se sont entendus sur certaines procédures et exigences concernant le matériel de forage nécessaire dans ces zones dangereuses. Le compte rendu de l'atelier a été publié et envoyé aux participants et aux prospecteurs éventuels. On recommande aux exploitants de consulter ce document au moment de la planification de programmes de forage à faible profondeur dans la région.

En 1990, l'APGTC a encouragé les exploitants du Nord à mettre au point un bloc obturateur d'écoulement d'annulaire. Ce bloc réduit au minimum les risques d'une éruption pendant un forage à faible profondeur; il empêche le gaz d'atteindre le plancher de forage en obturant immédiatement l'annulaire en cas de montée de gaz. Un prototype a été mis à l'essai avec succès. Il permettra d'améliorer le contrôle des puits au cours d'un forage à faible profondeur et d'accroître la sécurité de l'équipe de forage.

Des travailleurs installent des capteurs destinés à mesurer les forces de glace à l'emplacement du puits Isserk I-15 dans la mer de Beaufort. Photo d'Esso Canada Ressources Limitée.

Contrôle des éruptions sur les bâtiments flottants

En 1990, l'APGTC, de concert avec d'autres autorités nationales et 15 exploitants internationaux importants, a participé à une étude sur le contrôle des éruptions survenant sur les bâtiments flottants. L'étude, qui s'inscrivait dans le cadre d'un projet conjoint industrie-gouvernement, traitait des problèmes de mise au point de nouvelles technologies destinées à empêcher les éruptions pendant les forages à faible profondeur, à diminuer le nombre d'interventions et à réduire la pollution causée par les éruptions durant les forages en eau profonde. À la fin de l'année, le projet était à 70 pour cent achevé. Le rapport final, qui devrait être présenté en mai 1991, servira à l'élaboration des plans d'urgence pour les plates-formes mobiles de forage en mer et précisera les domaines où des améliorations technologiques s'imposent.

Accidents avec perte de temps

En 1990, l'APGTC a mis sur pied une base de données sur les rapports d'incidents dangereux dont ont été victimes des travailleurs d'un chantier d'exploitation ou de prospection. Cette base de données contiendra des données historiques sur les accidents survenus sur les terres doma-niales. Elle aidera à déterminer les règlements à changer en matière de santé et de sécurité au travail.

En 1990, aucun accident avec perte de temps n'a été enregistré sur les emplacements de forage dans les terre domaniales. Il s'agit là d'une diminution importante par rapport à l'an dernier, alors qu'on comptait 18,6 accidents par million d'heures-personnes de travail. Cependant, les agents de sécurité de l'APGTC ont enregistré quatre accidents avec perte de temps au cours des travaux de production et de reconditionnement de puits. Il n'y a eu au cours de l'année aucun accident mortel lié à la prospection ou à la production pétrolière et gazière.

Inspections

Les fonctionnaires de l'APGTC inspectent les chantiers de prospection et de production pour s'assurer que les activités se déroulent selon les exigences approuvées des programmes et de la réglementation. En 1990, 21 installations de forage et 3 installations de production ont été inspectées. On a aussi procédé à 2 inspections géophysiques.

Recherche et développement

La recherche et le développement font partie intégrante des activités de l'APGTC. Les conditions environnementales uniques dans les terres domaniales nécessitent soit la mise au point, l'évaluation et la mise en œuvre de nouvelles technologies, soit l'adaptation des technologies existantes.

Sous l'égide du Groupe interministériel de recherche et développement énergétiques (GRDE), l'APGTC préside le Comité du génie maritime du GRDE et participe au comité géoscientifique et à ceux sur la géotechnique extracôtière, le matériel, les transports et l'environnement. Par le biais de ces comités, elle encourage la réalisation d'études concernant la sécurité du personnel, la protection de l'environnement, la conception technique des structures, les interactions glace-structure et les critères d'organisation du milieu. Les principaux projets parrainés par le GRDE et administrés par l'APGTC sont décrits ci-après.

Technologie en matière d'évacuation

Pendant l'année, diverses innovations en matière de technologie de l'évacuation ont été examinées afin d'en évaluer l'utilisation éventuelle dans les conditions d'exploitation qui prévalent sur la côte est canadienne. Pour offrir aux travailleurs autant d'options d'évacuation que possible, le rapport a recommandé la mise en œuvre de recherches sur l'amélioration des installations afin que celles-ci assurent une évacuation à pied sec des travailleurs quittant la plate-forme de forage pour embarquer sur un navire de service. Un projet de suivi a été entrepris en vue de trouver un moyen de déplacement du personnel pendant l'évacuation. Ce moyen prévoit la présence continuelle d'un câble tendu entre l'installation et le navire de service; le personnel peut recourir à divers dispositifs pour descendre le long du câble.

Protection des pipelines sous-marins contre le raclage des glaces

Pour obtenir une conception et un fonctionnement sûrs des pipelines de la zone extracôtière de l'Arctique et de Terre-Neuve, il faut comprendre comment le raclage des glaces peut leur causer des dommages. Les résultats d'une étude exhaustive sur l'évaluation des effets possibles du raclage des glaces sur un pipeline ont été présentés dans le cadre d'un atelier international concernant les répercussion du raclage des glaces sur la conception des pipelines marins. Le Centre for Cold Ocean Resources Engineering et l'APGTC parrainaient l'événement. Les recommandations qui y ont été formulées aident actuellement à établir les priorités au niveau des recherches futures sur le raclage des glaces et la conception des pipelines.

Interaction glace-structure

L'APGTC préside un comité consultatif qui dirige la recherche sur l'interaction glace-structure pour le compte du Comité du génie maritime du GRDE. Cette recherche est orientée vers la collecte sur le terrain de données sur les forces de la glace et la mise au point de processus numériques destinés à l'évaluation des interactions glace-structure. Le programme d'étude sur le terrain comprend la participation à un programme industriel conjoint mené au puits Isserk I-15, dans la mer de Beaufort, et la mesure des forces de la glace, de la stabilité des agglomérats de glace et du mouvement des glaces. Les résultats serviront à évaluer les structures en place dans la zone de banquises côtières de la mer de Beaufort.

Le comité consultatif parraine aussi un important projet d'élaboration de nouveaux modèles d'interaction glace-structure. La phase initiale de ce projet a été menée à bien et quatre entrepreneurs ont créé de tels modèles. Le but de l'étude est de mieux comprendre le processus

Les inspecteurs de sécurité vérifient régulièrement les opérations pétrolières et gazières sur les terres domaniales.

d'interaction et d'améliorer les méthodes de calcul liées à l'effet des forces de la glace sur les structures dans l'Arctique.

Dépressions polaires

L'APGTC a parrainé un projet d'étude sur la formation, la fréquence et le comportement des dépressions polaires au-dessus des eaux canadiennes. Dans le cadre de ce projet, le personnel du Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada a présenté à tous les bureaux de prévision importants du Canada, des communications sur la prévision et la climatologie en relation avec ces tempêtes à développement rapide. Ces présentations, qui ont sensibilisé les météorologues aux dépressions polaires, aideront aussi à prévoir ces tempêtes. Des modèles canadiens de prévision numérique ont également été élaborés à cette fin. Un guide de prévision des dépressions polaires à l'intention des météorologues sera publié à la fin du projet. La capacité de prévoir ces phénomènes accroîtra la sécurité et l'efficacité des activités extracôtières.

Photo prise par satellite d'une dépression polaire frappant la zone extracôtière du nord-est du Labrador. Photo du Service de l'environnement atmosphérique.

ACCIDENTS AVEC PERTE DE TEMPS DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1990

	Heures-personnes sur les lieux de travail		Accidents avec perte de temps		Fréquence des accidents	
	Installation de forage	Navire de service et de secours	Installation de forage	Navire de service et de secours	Installation de forage	Navire de service et de secours
					(accidents avec perte de temps/ millions d'heures-personnes)	
Partie continentale des Territoires*	109 858	—	0	—	0	—
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort*	25 352	—	0	—	0	—
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	—	—	—	—	—	—
Zone extracôtière de Terre-Neuve	106 392	46 056	0	2	0	43,4
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	—	—	0	—	—	—
Total	**241 602**	**46 056**	**0**	**2**		

* *Estimations.*

Protection de l'environnement

Côte est

En 1990, l'APGTC a procédé à quatre examens environnementaux importants dans le cadre de projets proposés de mise en valeur de la zone extracôtière de la côte est. Trois examens portaient sur le projet Hibernia, au large de Terre-Neuve, et l'autre concernait le projet Cohasset-Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse.

Hibernia

En mars 1990, Mobil Oil Canada Properties et ses partenaires d'entreprise conjointe (le consortium) ont présenté une mise à jour du plan de mise en valeur du champ pétrolifère Hibernia à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. L'APGTC a coordonné l'examen environnemental interministériel lié à cette mise à jour. En août, se fondant sur son propre examen et sur les commentaires reçus d'autres ministères, l'APGTC a recommandé au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) d'entreprendre le projet, car aucune répercussion sociale ou environnementale néfaste n'avait encore été déterminée.

Vers la fin de 1989, le consortium a choisi Bull Arm, dans la baie de la Trinité, comme emplacement de construction de la plate-forme. Étant donné que cet endroit n'avait fait l'objet d'aucun examen, l'APGTC de concert avec les autres ministères fédéraux concernés, a coordonné un examen environnemental préalable selon le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PEEE). En août 1990, l'APGTC a recommandé au ministre de l'EMR la mise en branle du projet, puisque les risques d'effets environnementaux et sociaux néfastes directs étaient négligeables ou peu importants selon la technologie actuelle.

La société Marystown Shipyard Ltd. (MSL) a soumis une proposition en vue de construire et de gérer un complexe de fabrication extracôtier qui lui permettrait d'étendre ses installations de maintenance de Cow Head, dans la baie de Mortimer. Grâce à cet agrandissement, la MSL sera en mesure de soumissionner sur des contrats de fabrication métallique liés au projet Hibernia et, dans l'avenir, sur d'autres projets d'exploitation extracôtière. Puisque le projet d'expansion a été financé par l'entremise du Fonds de développement extracôtier du gouvernement fédéral, les lignes directrices du PEEE rendaient obligatoire la réalisation d'un examen environnemental. L'APGTC a coordonné un examen ministériel fédéral du projet. En novembre, après consultation avec divers ministères, elle a recommandé au ministre de l'EMR d'entreprendre le projet, les risques de répercussions néfastes sur l'environnement et la société étant jugés négligeables.

Cohasset-Panuke

Pour satisfaire aux exigences du PEEE, l'APGTC a coordonné l'examen environnemental mené par divers ministères fédéraux sur la demande de mise en œuvre du plan de mise en valeur du projet Cohasset-Panuke. Une partie de l'examen comportait l'étude d'offres publiques présentées à la Commission d'examen des répercussions environnementales et socio-économiques du projet en question, ainsi que l'étude du rapport de cette commission présidée par J.R. (Pat) Ellis. En septembre, l'APGTC a recommandé au ministre de l'EMR de mettre en œuvre le projet, car ce dernier n'aurait aucune incidence environnementale importante si les mesures proposées par la Commission étaient enchâssées dans le plan de mise en valeur.

Côte ouest

En qualité de membre du Comité de coordination des questions environnementales du Pacifique, l'APGTC a participé au financement et à l'élaboration d'un système d'information informatisé sur la vulnérabi-lité des ressources côtières. Ce système est opérationnel et, une fois parfaitement mis au point, il constituera un outil précieux permettant de déterminer la vulnérabilité environnementale des zones extracôtières.

Nord

Examen public sur le Kulluk

En mars 1989, conformément à la Convention définitive des Inuvialuit, Gulf Canada Ressources Limitée a soumis au Comité d'étude des répercussions environnementales (CERE) une description de projet pour son programme de forage *Kulluk*, prévu pour 1990-1992. Ce projet a été renvoyé au Bureau d'examen des répercussions environnementales (BERE), pour en faire une évaluation et un examen environnementaux détaillés à la lumière des préoccupations touchant la planification des mesures d'urgence et les mesures correctives en cas de déversement de pétrole.

À la suite des audiences publiques tenues en juin à Inuvik, le personnel du BERE a recommandé à l'APGTC de rejeter la demande de Gulf. Il a en effet jugé que ni le soumissionnaire ni le gouvernement n'étaient prêts à intervenir de façon efficace en cas de déversement de pétrole dans la mer de Beaufort. Il a aussi noté que la documentation présentée ne permettait pas d'évaluer la dette totale qui serait encourue en cas d'éruption de puits d'une gravité extrême. Le rapport signalait nombre d'autres préoccupations

expliquant les raisons principales de la recommandation formulée. L'APGTC a publié ses commentaires sur le rapport du BERE dans un document intitulé *Observations sur le rapport de décision du 29 juin 1990 du Bureau d'examen des répercussions envi-ronnementales concernant le programme de forage* Kulluk *proposé par Gulf Canada Ressources Limitée.*

Pour régler les diverses questions à long terme soulevées par la demande, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien a mis sur pied le Comité directeur de l'exploitation dans la mer de Beaufort, présidé par R. Hornal, expert-conseil qui connaît bien les problèmes environnementaux du Nord. Ce comité est composé de représentants des exploitants de pétrole de la mer de Beaufort, des Inuvialuit et d'organismes gouvernementaux. Sept sous-comités ont été créés pour répondre aux questions soulevées dans le rapport du BERE. On a également demandé au comité directeur de formuler au Ministre des recommandations fondées sur les résultats obtenus par les sous-comités.

Atelier sur la technologie du nettoyage

En novembre, l'APGTC, en collaboration avec la Coopérative de lutte contre le déversement de pétrole dans la mer de Beaufort, a parrainé un atelier à Inuvik sur la technologie du nettoyage; cet atelier s'inscrit dans le cadre d'un programme à long terme destiné à sensibiliser les gens à la planification des mesures d'urgence dans le Nord. Plus de 60 représentants de collectivités nordiques, du gouvernement et de l'industrie pétrolière y ont discuté de l'état actuel de préparation, des capacités techniques et des problèmes de logistique liés au nettoyage des déversements pétroliers. On prévoit qu'en 1991, des réunions seront convoquées en vue d'officialiser la représentation communautaire dans le cadre de la structure de l'équipe de planification d'urgence et d'intervention.

Planification de l'utilisation des terres

L'APGTC a fourni des renseignements environnementaux sur le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort aux commissions régionales de planification d'utilisation des terres de Denendeh et de Nunavut. En novembre 1990, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et le ministre des Ressources renouvelables des Territoires du Nord-Ouest ont approuvé le plan régional d'utilisation des terres du détroit de Lancaster. La planification de l'utilisation des terres de cette région relève maintenant de la Commission de planification de Nunavut.
L'APGTC a aussi aidé les commissions de planification des terres de Kluane et du nord du Yukon dans l'élaboration de plans d'utilisation des terres.

Fonds pour l'étude de l'environnement

L'APGTC a continué d'administrer le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE), constitué à partir d'une taxe spéciale imposée à l'industrie pétrolière et gazière et employé pour mener à bien des travaux de recherche. Les travaux ainsi réalisés aident l'industrie et le gouvernement à prendre des décisions environnementales et sociales liées aux activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales canadiennes.

En 1989, le budget du programme a presque été doublé et s'élève maintenant à plus d'un million de dollars. Le FEE finance actuellement 14 études touchant des activités allant des enquêtes géoscientifiques et des examens physiques de l'environnement aux évaluations de l'effet

Récupérateur à disque et barrière de confinement. Photo de S. Gill.

du pétrole sur les espèces marines et les zones marécageuses. Certaines études effectuées en 1990 sont décrites ci-après.

Cartographie répétitive des raclages des glaces

Ces études quantifient la profondeur et la fréquence des raclages des glaces laissés sur le fond marin par les icebergs et par les quilles de crête de pression. Cette information influera sur la conception de structures comme les pipelines sous-marins et les têtes de puits. Les études visaient les régions des Grands Bancs et de la mer de Beaufort.

Questions géoscientifiques relatives à l'exploitation du gaz naturel dans le delta du Mackenzie

Cette étude comprend une variété de travaux sur le terrain destinés à améliorer la compréhension des conditions géothermiques et géotechniques qui prévalent dans le delta. Les enquêtes sur le terrain mettent l'accent sur la stabilité géothermique et la stabilité du pergélisol, les processus géomorphiques actifs et la répartition de la glace au sol. Les résultats ont une influence directe sur la conception d'installations pouvant être utilisées dans le cadre de l'exploitation des ressources pétrolières dans la région.

Modèle de trajectoires des icebergs

Cette étude prévoit la mise à l'essai, au moyen de données opératoires en temps réel, d'un programme de simulation des trajectoires des icebergs. L'information obtenue par cet essai pourrait aider à l'élaboration d'un système de prévision destiné à accroître l'efficacité des activités de gestion liées aux icebergs et touchant la prospection et l'exploitation dans les régions extracôtières des Grands Bancs et du Labrador.

Aire de concentration hivernale du poisson sur le littoral du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort

Cette étude vise la mise au point d'une base de données sur la répartition des espèces de poissons hivernant dans les environs du delta du Mackenzie. L'information recueillie servira à réduire au minimum les répercussions environnementales de la prospection et de l'exploitation d'hydrocarbures sur les principales espèces et populations de poissons hivernant dans la région.

Les icebergs font souvent l'objet de recherches afin d'assurer la sécurité du personnel travaillant sur les installations de forage extracôtières.

Emplois et retombées économiques

L'APGTC est responsable d'encourager l'accès le plus universel et le plus équitable possible des Canadiens aux retombées industrielles et aux emplois liés à la prospection, à l'exploitation et à la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales canadiennes.

En 1990, les activités pétrolières et gazières dans les zones extracôtières et continentales ont créé 2 464 emplois, dont 1 571 dans le Nord; seulement deux de ces emplois ne sont pas revenus à des Canadiens. Sur la côte est, les Canadiens ont comblé 729 des 893 postes créés.

En 1990, des groupes d'affaires et des gouvernements étrangers ont continué à témoigner de l'intérêt manifesté à l'égard des possibilités qu'offre la mise en valeur des régions extracôtières du Canada. De nombreux groupes sont venus au pays pour en apprendre davantage sur le sujet, tandis que d'autres se sont unis à des sociétés canadiennes dans le cadre d'entreprises conjointes. Au cours d'un exposé qu'elle a présenté au Groupe de travail extracôtier Canada-Norvège sur le potentiel pétrolier et gazier canadien, l'APGTC a insisté sur la mise en valeur dans la région de la côte est et sur les occasions d'affaires connexes.

Réalisations dans le Nord

En mars 1990, trois permis de prospection ont été délivrés à la suite d'un appel d'offres visant des parcelles de la région centrale de la mer de Beaufort. L'appel a donné l'occasion au gouvernement fédéral ainsi qu'aux gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest de travailler ensemble à la mise en application des dispositions relatives aux retombées économiques, conformément aux ententes de principe de l'Accord du Nord. Les gouvernements territoriaux surveilleront les retombées pour le Nord et le gouvernement fédéral, celles pour l'ensemble du pays. Les dépenses et la main-d'œuvre étant concentrées dans l'Ouest canadien et dans le Nord, presque toutes les retombées économiques des programmes de prospection septentrionale sont d'ordre national.

Réalisations sur la côte est

Des fonctionnaires de l'APGTC ont aidé des représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources à négocier les dispositions relatives aux retombées économiques du projet pétrolier Hibernia au large de Terre-Neuve et du projet pétrolier Cohasset-Panuke au large de la Nouvelle-Écosse.

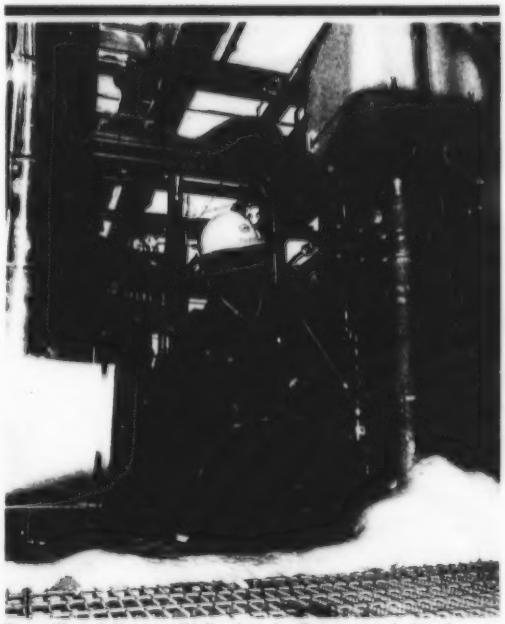
Hibernia

Puisqu'il s'agira du premier grand projet de mise en valeur extracôtière au pays, le projet Hibernia créera d'importantes occasions d'affaires pour les entreprises de Terre-Neuve, du Labrador et d'autres régions du Canada. Il est l'un des projets pétroliers les plus importants et les plus complexes jamais entrepris dans l'industrie pétrolière. On s'attend à ce qu'il constitue un levier majeur qui permettra au Canada d'accroître ses capacités et d'en créer de nouvelles.

Dans l'entente définitive sur le projet, le consortium Hibernia a estimé que la participation canadienne sera de 55 à 60 pour cent de la valeur estimative totale des capitaux préproduction de 5,2 milliards de dollars, et que 66 pour cent des emplois créés reviendront à des Canadiens. Le consortium a aussi prévu que de 85 à 90 pour cent, en heures-personnes, du travail consacré à la gestion du projet et à la conception technique de l'embase-poids, du pont et des installations de chargement de pétrole au large pourra être réalisé au Canada. Après le début de la production, des dépenses en capital de 3,3 milliards de dollars seront engagées pour la mise en valeur complète du champ. Les dépenses relatives à la phase d'exploitation sont estimées à 10 milliards de dollars répartis sur une période de production prévue de 18 ans.

Cohasset-Panuke

Ce projet comprend la mise en valeur de deux champs pétrolifères situés près de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse, au moyen d'une technologie extracôtière classique semblable à celle employée dans le golfe du Mexique. On estime que 70 pour cent des 160 millions de dépenses en capital nécessaires à la mise en œuvre seront réalisés au Canada et que la proportion d'emplois revenant à des Canadiens sera d'environ 70 pour cent. Pour la phase de production, ces mêmes chiffres seront respectivement de 40 pour cent et de 85 pour cent.



Travailleur à Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest. Photo d'Esso Canada Ressources Limitée.

TOTAL DES EMPLOIS LIÉS À L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1990

	Total de la main-d'œuvre*	Canadiens	Pourcentage de Canadiens
Partie continentale des Territoires**	619	619	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort**	922	921	99,9
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique**	30	29	97
Zone extracôtière de Terre-Neuve	747	587	79
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	146	142	97
Total	**2 464**	**2 298**	**93**

* *Représente le nombre approximatif d'emplois créés.*
** *Les emplois occupés dans le Nord sont saisonniers.*

TOTAL DES DÉPENSES ENGAGÉES PAR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1990

	Prospection*	Mise en valeur (en millions de dollars)	Production**	Total	Au Canada	Pourcentage au Canada***
Partie continentale des Territoires	29,1	—	—	29,1	27,6	95
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	35,5	—	—	35,5	30,2	85
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	—	—	—	—	—	—
Zone extracôtière de Terre-Neuve	36,1	—	—	36,1	28,2	78
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	4,5	—	—	4,5	3,1	68
Total	**105,2**	**—**	**—**	**105,2**	**89,1**	**85**

* *Y compris les dépenses liées aux travaux géophysiques.*
** *En 1990, les dépenses de préproduction pour les projets Hibernia et Cohasset-Panuke ont totalisé 58,8 millions de dollars et 18,5 millions de dollars respectivement.*
*** *Estimations.*

Résumé statistique

Terres domaniales 27
Partie continentale des Territoires 28
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 32
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique 34
Appendice I : Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 36
Appendice II : Zone extracôtière de Terre-Neuve 38

Terres domaniales

Résumé statistique

BILAN DES ACTIVITÉS DANS LES TERRES DOMANIALES

	1986	1987	1988	1989	1990
Permis (PP, ADI, LP) conclus	23	42	105	15	70
Puits entamés	60	48	25	12	13
Mètres forés	150 404	67 234	54 391	27 014	18 903
Puits achevés	70	50	27	10	15
Découvertes	14	1	2	4*	6
Travaux géophysiques exécutés	15	7	27	21	19
Levés de sismique-réflexion (km)	11 001	2 756	16 568	21 587	23 684
Mois-installations	133	41	37	18	16

** Statistique mise à jour du Rapport annuel 1989 de l'APGTC.*

BILAN DES RÉSERVES DES TERRES DOMANIALES, 1990

	PÉTROLE*		GAZ NATUREL	
	Découvertes	Potentielles	Découvertes	Potentielles
	(en millions de m³)		(en milliards de m³)	
Côte ouest	0	50	0	270
Partie continentale des Territoires	37,7	95	35,5	312
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240,7	1 112	356,6	1 918
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	65,7	873	416,4	3 156
Baie d'Hudson	0	127	0	88
Zone extracôtière de Terre-Neuve	287,4	894	162,5	1 649
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	23,7	318	164,7	663
Total	**655,2**	**3 469**	**1 135,7**	**8 056**

** Y compris les condensats.*

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES

	1986	1987	1988	1989	1990
Production de pétrole (en milliers de m³)					
Norman Wells	1 411	1 531	1 728	1 789	1 841
Bent Horn	17,5	34,5	54,9	43,4	24
Amauligak	50	—	—	—	—
Panuke	—	3,7	—	—	—
Production de gaz (en millions de m³)					
Pointed Mountain	205	156	154	96*	74
Norman Wells	188	163	138	129	126

** Y compris les révisions apportées aux estimations précédentes.*

Partie continentale des Territoires

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1986	1987	1988	1989	1990
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	14	1	3	6	11
Puits de mise en valeur	14	35	11	—	—
Total	**28**	**36**	**14**	**6**	**11**
Puits achevés*					
Puits de prospection et de délimitation	14	2	3	4	12
Puits de mise en valeur	14	36	11	—	—
Total	**28**	**38**	**14**	**4**	**12**
Mètres forés	36 289	31 132	15 778	9 865	14 197
Puits de prospection et de délimitation	24 401	974	7 095	9 865	14 197
Puits de mise en valeur	11 888	30 158	8 683	—	—
Travaux géophysiques exécutés	7	5	9	9	2
Levés de sismique-réflexion (km)	2 095	149	1 729**	1 600	181

* *Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent normalement en hiver, le puits est considéré achevé au cours de l'année où il atteint sa profondeur totale, même si les travaux de forage reprennent l'année suivante.*

** *Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

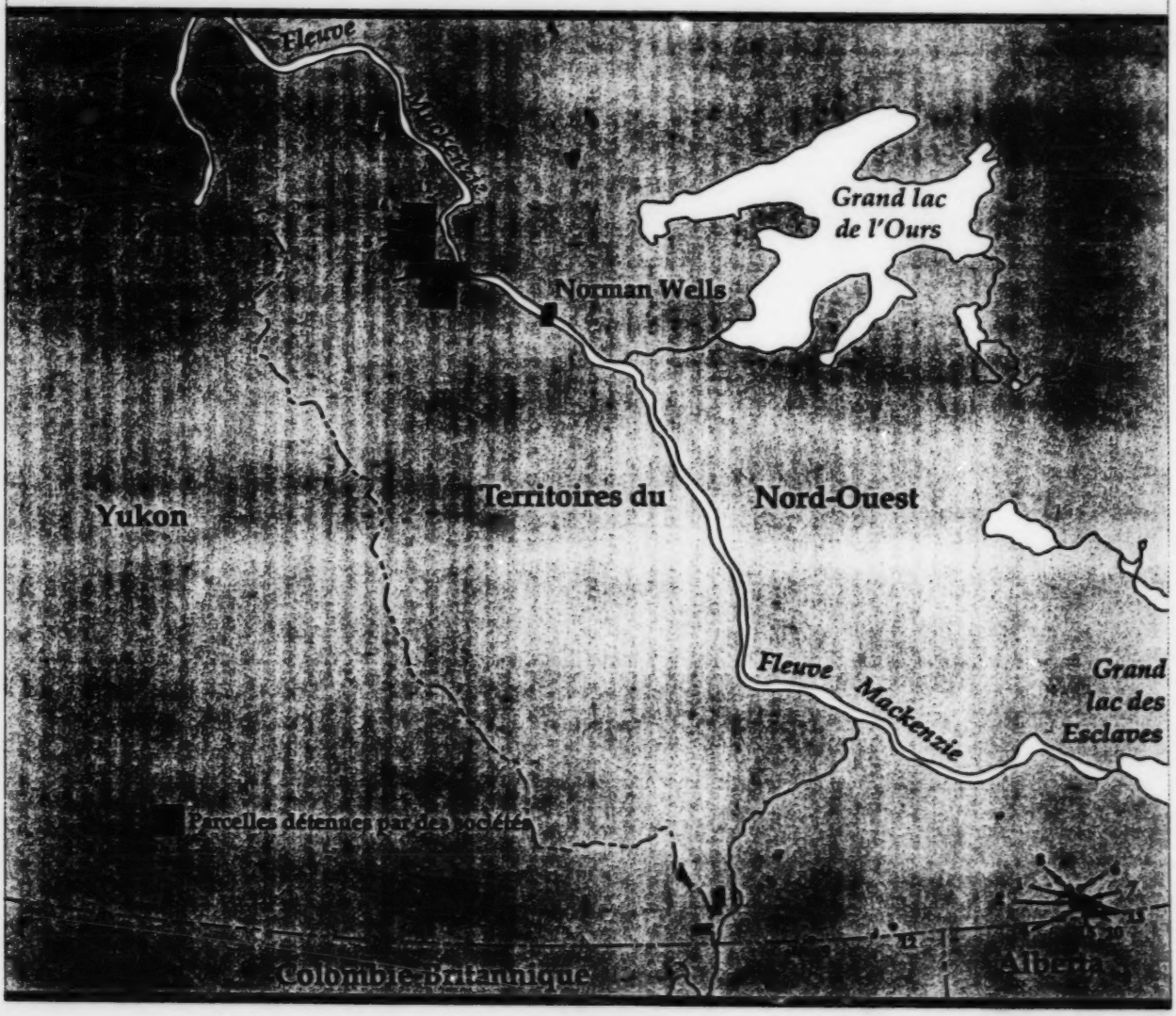
BILAN DES RESSOURCES	1986	1987	1988	1989	1990*
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	20,3	20,8	20,8	21,8	35,5
Pétrole (en millions de m^3)	51	37,2	37,2	37,7	37,7
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m^3)	205	156	154	96*	74
Norman Wells, gaz naturel (en millions de m^3)	188	163	138	129	126
Norman Wells, pétrole (en milliers de m^3)	1 411	1 531	1 728	1 789	1 841

* *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*

** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1986	1987	1988	1989	1990
Installations de forage en exploitation	11	3	3	5	6
Mois-installations	33	13	6	5	10
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	11,1	2,4	8,7	12,6	2,8
Travaux de prospection et de délimitation	54,1	4,4	6,3	11,5	26,3
Travaux de mise en valeur	14,3	27,0	5,3	—	—
Installations de production	5,6	30,5	5,3	—	—
Total des dépenses (en millions de dollars)	**85,1**	**64,3**	**25,6**	**24,1**	**29,1**

ÉTAT DES PARCELLES	1986	1987	1988	1989	1990
Permis (PP, ADI, LP) conclus	0	24	18	0	1
Total des PP et des ADI en cours	**30**	**29**	**30**	**25**	**45**
Parcelles visées par des PP, des ADI et des LP (en millions d'hectares)	0	4,5	0,08	0	0
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	3,3	4,7	0,9	0,38	0,4
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	5,7	2,3	1,2	0,9	0,6



N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Paramount et al. Cameron C-50	60°09'04"N 117°38'41"O	*Cactus 21*	86-03-09 86-03-26		
			Flint Rig 771	90-02-08 90-02-15	Bouché et suspendu	1 569
2.	Paramount et al. Cameron L-47	60°06'32"N 117°39'19"O	*Sierra 2*	89-02-11 89-03-06		
			Roll 'n Rig 31	89-03-12 89-04-02		
			*	90-02-07 90-03-25	Bouché et suspendu, découverte de pétrole	1 565
3.	Chevron et al. Mountain River O-18	65°37'58"N 129°02'29"O	*Shehtah 1*	89-11-30 90-01-08	Bouché et abandonné	1 120
4.	Paramount et al. Cameron L-44	60°03'32"N 117°39'03"O	*Sierra 2*	89-12-29 90-01-20		
			Flint Rig 771	90-02-23 90-03-08	Bouché et suspendu	1 634
5.	Chevron et al. Hume River I-66	65°55'34"N 129°41'39"O	*Shehtah 1*	90-01-17 90-02-09		
			Shehtah 4	90-02-24 90-03-01	Bouché et abandonné	745
6.	PCI Swede E-02	60°11'26"N 117°31'25"O	*Hi-Tower 2*	90-01-19 90-02-17	Bouché et abandonné	1 527
7.	Paramount et al. Cameron A-68	60°07'06"N 117°26'17"O	*Sierra 2*	90-01-21 90-02-12		
			Flint Rig 706	90-03-14 90-03-25	Bouché et suspendu, découverte de gaz	1 575
8.	Paramount et al. Swede A-73	60°12'10"N 117°43'27"O	Sierra 5	90-01-31 90-02-25		
			Flint Rig 771	90-03-09 90-03-18	Bouché et suspendu, découverte de gaz	1 585
			*	90-03-18 90-03-25		
9.	Shell Celibeta B-12	60°01'13"N 122°17'43"O	*Peter Bawden 20*	90-02-01 90-03-24	Bouché et abandonné	1 659

N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale en mètres
10.	Paramount et al. Cameron J-37	60°06'36"N 117°36'26"O	*Sierra 2* *Flint Rig 771*	90-02-13 90-03-10 90-03-19 90-03-27	 Bouché et suspendu, découverte de gaz	 1 576
11.	Chevron East Hume River N-10	65°59'58"N 129°15'59"O	*Shehtah 1*	90-02-16 90-03-04	Bouché et abandonné	445
12.	PCI Island Lake N-45	60°04'56"N 120°53'34"O	*Nabors 7*	90-02-21 90-03-14	Bouché et abandonné	1 450
13.	Paramount et al. Cameron N-28	60°07'59"N 117°35'08"O	*Sierra 5* *Flint Rig 706*	90-02-26 90-03-19 90-03-26 90-03-28	 Bouché et suspendu, découverte de gaz	 1 592
14.	Chevron East Hume River I-20	65°59'28"N 129°17'17"O	*Shehtah 1*	90-03-12 90-03-24	Bouché et abandonné	365
15.	Paramount et al. Cameron B-25	60°04'05"N 117°34'41"O	*Sierra 2*	90-03-20 90-03-23	Bouché et suspendu	394

* *Mis à l'essai par séparateur.*

En 1990, des travaux d'abandon ont été achevés sur les puits suivants :

Pan Am et al. A-1 Kotaneelee YT P-50
Sun Netla C-07
Home Silt Lake H-64

Des travaux de reconditionnement ont été effectués aux emplacements suivants :

Columbia et al. Kotaneelee YT B-38
Columbia et al. Kotaneelee YT I-48
Columbia et al. Kotaneelee YT M-17

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1986	1987	1988	1989	1990
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	17	3	3	5	1
Puits achevés*					
Puits de prospection et de délimitation	24	3	4	4	2
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	48 016	8 344	13 438	11 273	1 614
Travaux géophysiques exécutés	5	1	7	10	6
Levés de sismique-réflexion (km)	4 756	139	11 475**	19 483**	4 371

* *Dans la mer de Beaufort, où les travaux exécutés à partir des navires sont saisonniers et peuvent se prolonger durant plus d'une saison dans le cas de certains puits, le puits est considéré terminé durant l'année où il atteint sa profondeur totale.*

** *Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

BILAN DES RESSOURCES	1986	1987	1988	1989	1990
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	292,8	302,1	308,5	322,7	356,6
Pétrole (en millions de m^3)	193,2	253,2	253,2	256,4	240,7
Production de pétrole					
Amauligak (en milliers de m^3)	50,4	—	—	—	—

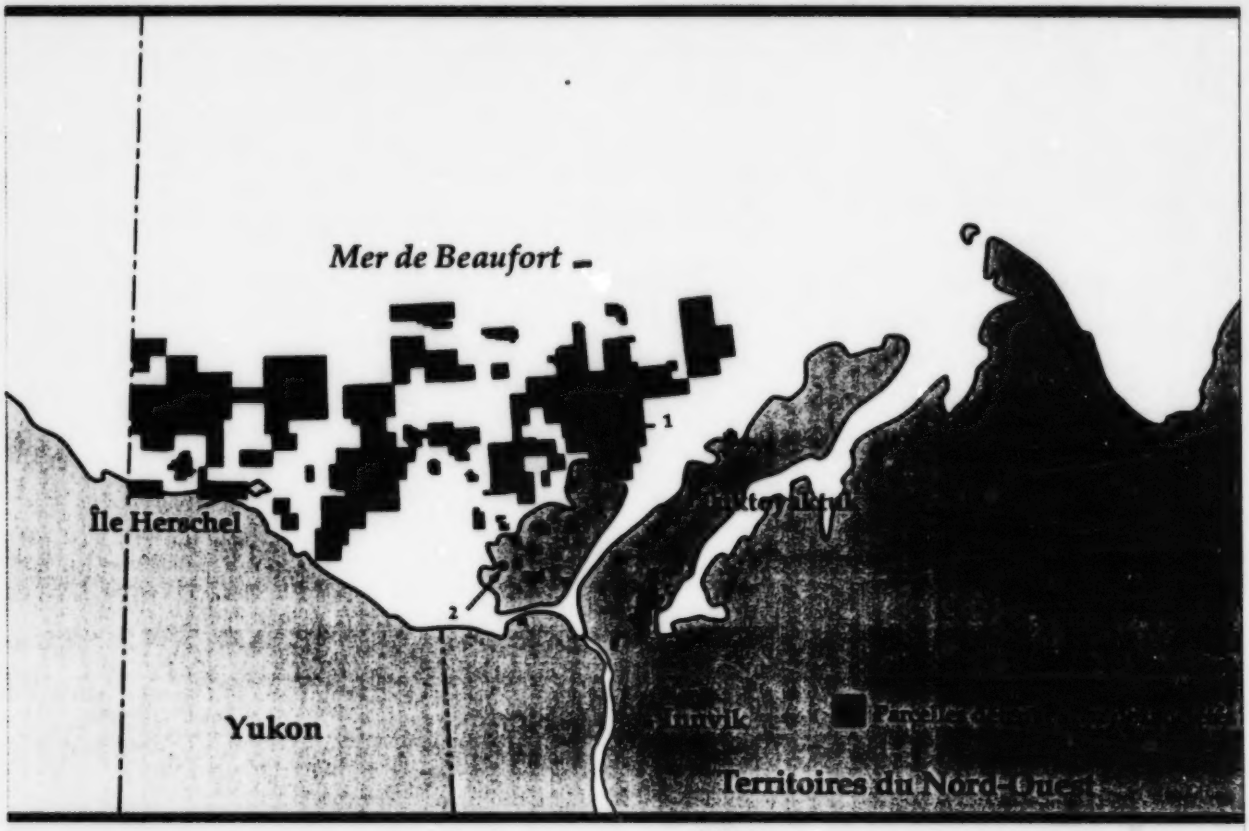
* *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*

** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1986	1987	1988	1989	1990
Installations de forage en exploitation	11	3	2	4	2
Mois-installations	43	5	10	9	2
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	14,6	0,2	27,6	36,6	16,6
Travaux de prospection et de délimitation	391,5	108,6	99	196,6	18,9
Total des dépenses (en millions de dollars)	**406,1**	**108,8**	**126,6**	**233,2**	**35,5**

ÉTAT DES PARCELLES	1986	1987	1988	1989	1990
Permis (PP, ADI, LP*) conclus	0	11	49	7	3
Total des PP, des ADI et des LP en cours	**23**	**28**	**59**	**62**	**64**
Parcelles visées par des PP, des ADI et des LP (en millions d'hectares)	0	2,1	1,4	0,2	0,1
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	3,1	1,4	2,1	1,4	0,7
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	4,2	2,9	3,4	2,5	1,9

* *Licence de production.*



N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Esso Chevron et al. Isserk I-15	69°54'44"N 134°17'57"O	*Molikpaq*	89-11-11 90-01-08	Bouché et abandonné, découverte de pétrole et de gaz	2 693
2.	Shell Unipkat N-12	69°11'55"N 135°19'08"O	*Atco/Equtak 76*	90-02-06 90-04-04	Bouché et suspendu, découverte de pétrole et de gaz	1 614

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1986	1987	1988	1989	1990
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	2	1	0	0	0
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	2	1	0	0	0
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	4 940	689	0	0	0
Travaux géophysiques exécutés	0	0	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (km)	0	0	0	0	0

BILAN DES RESSOURCES	1986	1987	1988	1989	1990
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	416,4	416,4	416,4	416,4	416,4
Pétrole (en millions de m^3)	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Production de pétrole					
Bent Horn (en milliers de m^3)	17,5	34,5	54,9	43,4	24,0

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1986	1987	1988	1989	1990
Installations de forage en exploitation	2	1	0	0	0
Mois-installations	4	2	0	0	0
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	0	0	0	0	0
Travaux de prospection et de délimitation	34,5	8,3	0	0	0
Installations de production	0,6	0,5	0	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	**35,1**	**8,8**	**0**	**0**	**0**

ÉTAT DES PARCELLES	1986	1987	1988	1989	1990
Permis (PP, ADI, LP) conclus	1	3	24	0	0
Total des PP, des ADI et des LP en cours	**21**	**16**	**30**	**24**	**23**
Parcelles visées par des PP, des ADI et des LP (en millions d'hectares)	0,9	0,3	0,4	0	0
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	8,9	5,9	0,6	0,17	0
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	7,5	1,6	1,4	1,29	1,29

Parcelles détenues par des sociétés
Bent Horn
Île Melville
Île Bathurst
Île Devon
Île Banks
Détroit du Vicomte-Melville
Détroit de Barrow
Détroit de Lancaster
Île Somerset
Île Prince-de-Galles
Île Victoria

Appendice I

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

(y compris le golfe du Saint-Laurent)

Données de 1990 vérifiées par l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	6	3	1	0	0
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	8	3	1	0	0
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	29 744	9 583	5 208	0	0
Travaux géophysiques exécutés	2	1	2	1	4
Levés de sismique-réflexion (km)	613	195	0	504	2 731*

* *Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

BILAN DES RESSOURCES	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990***
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	150,6	160,9	162,4	164,7	164,7
Condensats et pétrole (en millions de m^3)	22,1	22,9	22,9	23,7	23,7
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Panuke	—	3,7	—	—	—

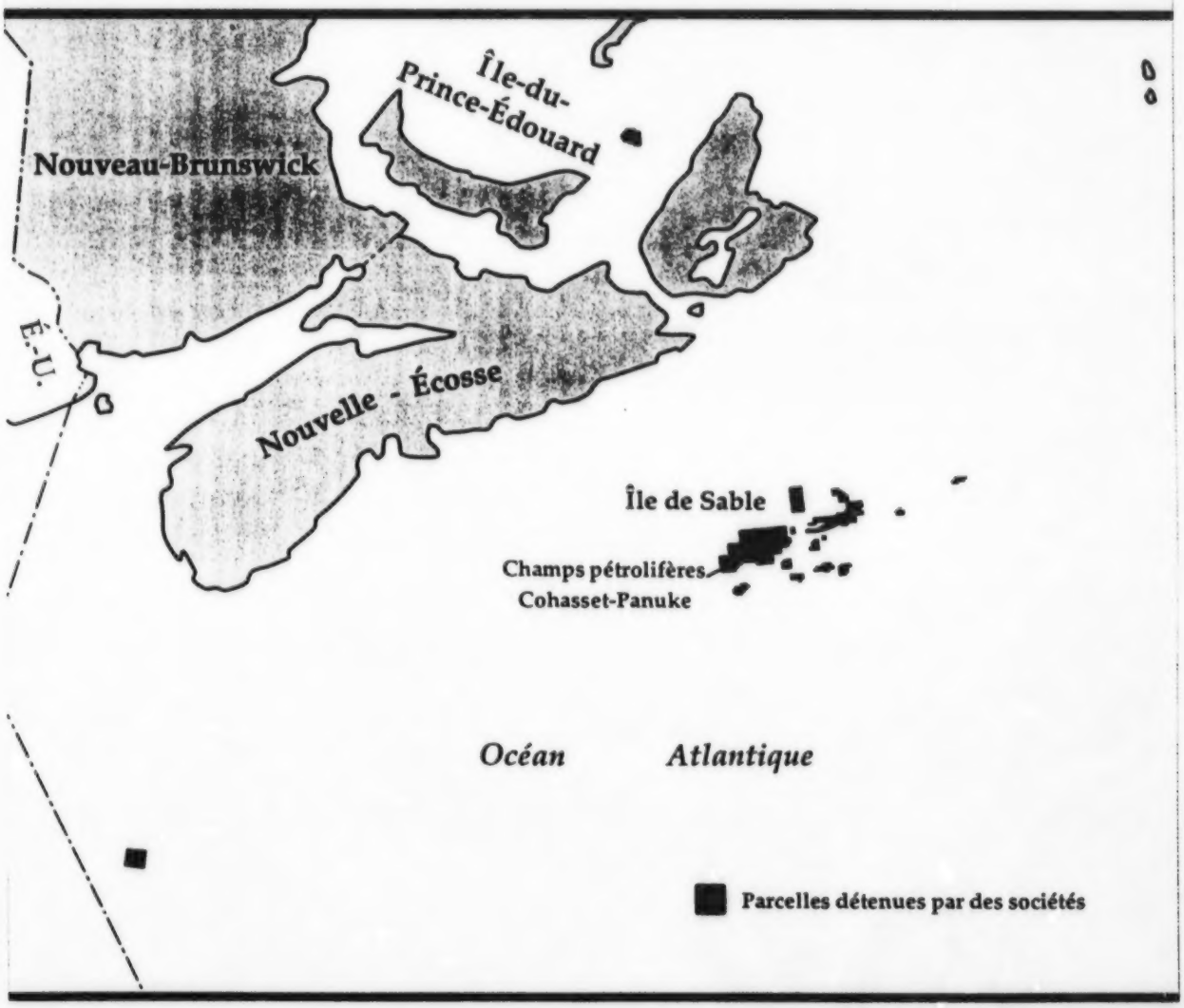
* *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*

** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**
Installations de forage en exploitation	5	2	1	0	0
Mois-installations	22	5	4	0	0
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	0,9	0,2	0,2	0,7	4,5*
Travaux de prospection et de délimitation	176,8	35,3	31,5	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	**177,7**	**35,5**	**31,7**	**0,7**	**4,5**

* *En 1990, les dépenses de préproduction pour le projet Cohasset-Panuke ont totalisé 18,5 millions de dollars.*

ÉTAT DES PARCELLES	1986	1987	1988	1989	1990
Permis (PP, ADI, LP) conclus	13	3	1	3	31
Total des PP, des ADI et des LP en cours	**15**	**17**	**15**	**17**	**36**
Parcelles visées par des PP, des ADI et des LP (en millions d'hectares)	1,7	0,3	0,04	0,1	0,13
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	3,2	1,1	0,4	0,12	0,13
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	1,1	0,7	0,3	0,24	0,24



Appendice II

Zone extracôtière de Terre-Neuve

Données de 1986-1990 tirées de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1986	1987	1988	1989	1990
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	7	5	7	1	1
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	8	5	8	2	1
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	31 415	17 486	19 967	5 876	3 092
Travaux géophysiques exécutés	1	0	9	0	7
Levés de sismique-réflexion (km)	3 537	0	3 364	0	16 401 *

* *Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

BILAN DES RESSOURCES*	1986	1987	1988	1989	1990**
Ressources découvertes***					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	146,8	146,8	146,8	148,7	162,5
Pétrole et condensats (en millions de m^3)	176,5	181,0	212,0	235,2	287,4

* *Ces chiffres ont été fournis par l'APGTC et peuvent différer de ceux publiés par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.*

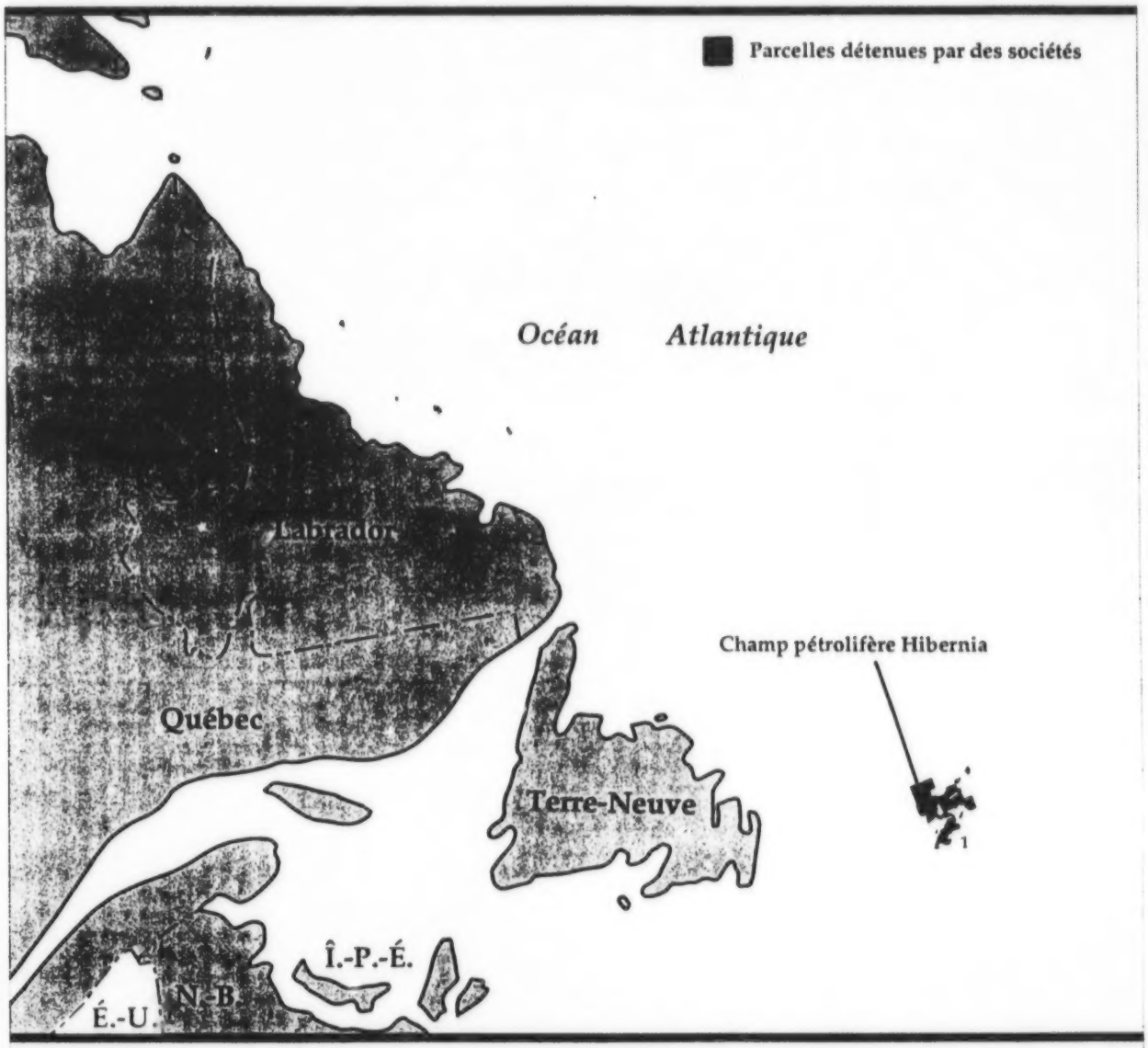
** *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*

*** *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1986	1987	1988	1989	1990
Installations de forage en exploitation	6	2	2	1	1
Mois-installations	31	16	17	4	4
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	4,1	0	5,2	0	10,4*
Travaux de prospection et de délimitation	347,0	200	154,6	29,4	25,7
Total des dépenses (en millions de dollars)	**351,1**	**200**	**159,8**	**29,4**	**36,1**

* *En 1990, les dépenses de préproduction pour le projet Hibernia ont totalisé 58,8 millions de dollars.*

ÉTAT DES PARCELLES	1986	1987	1988	1989	1990
Permis (PP, ADI, LP) conclus	9	1	12	5	35
Total des PP, des ADI et des LP en cours	**27**	**21**	**19**	**21**	**53**
Parcelles visées par des PP, des ADI et des LP (en millions d'hectares)	1,5	0,1	0,1	0,26	0,12
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	9,2	1,8	1,0	0,3	0,19
Parcelles détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,4	1,7	0,8	0,76	0,57



N° sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Petro-Canada et al. King's Cove A-26	46°25'09"N 48°33'07"O	*Sedco 710*	90-03-06 90-06-17	Bouché et abandonné	3 092

Glossaire

Appel de nominations : Avis invitant les parties intéressées à désigner des parcelles de terre pouvant être incluses dans un éventuel appel d'offres.

Appel d'offres : Avis publié dans la *Gazette du Canada* ou un autre journal et qui permet au Ministre de demander la soumission d'offres visant les terres de réserve de la Couronne.

Attribution des droits : Octroi à l'industrie d'un permis de prospection touchant les terres de réserve de la Couronne selon la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Banquise côtière : Glace de mer qui reste fixée à la rive où elle s'est formée.

Biostratigraphie : Science de la corrélation des unités lithostratigraphiques selon les fossiles qu'elles comportent.

Bloc obturateur d'écoulement d'annulaire : Dispositif destiné à empêcher l'écoulement du puits avant qu'il n'atteigne le plancher de forage.

Bouillonnement : Écoulement tumultueux de gaz et de liquides.

Caisson mobile conçu pour l'Arctique : Caisson annulaire constitué d'acier (mieux connu sous l'appellation *Molikpaq*), dont la plate-forme mesure 75 m sur 73 m. Il est conçu pour reposer sur un remblai sous-marin.

Coûts de travaux : Coût réel des activités de prospection.

Découverte importante : Découverte réalisée au moment du forage du premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y met en évidence l'existence d'hydrocarbures d'après des essais d'écoulement, et révèle l'existence d'une accumulation de ces matières offrant des possibilités de production régulière.

Dépression polaire : Bouleversement atmosphérique intense qui se développe dans les profondeurs des masses d'air froides passant au-dessus de surfaces d'eau chaude. D'une étendue relativement faible (moins de 500 km), elle se forme rapidement et produit souvent de coups de vent qui peuvent atteindre la violence de tempêtes ou de perturbations encore pires.

Entamer un puits : Commencer le forage d'un puits.

Éruption : Jaillissement soudain d'eau, de gaz, de pétrole ou d'un autre fluide d'un puits.

Espace annulaire : Espace entre la tige de forage et le tubage ou entre la tige de forage et l'intérieur du puits de forage.

Étude gravimétrique : Programme géophysique où on mesure les variations du champ gravitationnel terrestre pour les associer à la densité des différents types de roches, en vue de déterminer la forme et l'épaisseur d'un bassin sédimentaire.

Évacuation à pied sec : Évacuation pendant laquelle les travailleurs n'ont pas à entrer dans l'eau (p. ex. : évacuation en hélicoptère).

Gaz naturel à faible profondeur : Gaz trouvé au début du forage d'un puits, avant la mise en place des installations destinées à empêcher les éruptions.

Géotechnique : Domaine de la science qui traite des propriétés physiques et mécaniques du sol et des roches à des fins techniques.

Hectare (ha) : Unité de mesure équivalant à 10 000 m^2 (2,47 acres).

Hiverner : Passer l'hiver dans un lieu.

Hydrate de gaz : Substance cristalline constituée d'eau et de méthane qui existe à de basses températures.

Hydrocarbure : Composé naturel formé principalement d'atomes d'hydrogène et de carbone, sous forme solide, liquide ou gazeuse.

Hydrodynamique : Relatif à la force ou à la pression de l'eau ou d'autres fluides.

Injection d'eau : Méthode de récupération selon laquelle de l'eau est injectée dans un réservoir pour pouvoir en extraire une plus grande quantité de pétrole.

Levé magnétométrique : Technique géophysique permettant de mesurer l'intensité du champ magnétique terrestre au-dessus d'une zone. Les variations dans ce champ sont associées à la minéralisation ou aux différents types de roches à la surface aussi bien qu'au niveau souterrain.

Mètre cube de gaz : Unité de mesure équivalant à 35,301 pi à une pression atmosphérique de 14,73 lb par po^2 (760 mm de mercure) au niveau de la mer.

Mètre cube de pétrole : Unité de mesure équivalant à 6,2898 barils de réservoir de stockage américain.

Permis de prospection : Permis conférant le droit de prospecter et le droit exclusif d'effectuer des forages ou des essais pour chercher des hydrocarbures, ainsi que le droit exclusif d'obtenir une licence de production, sous réserve de conformité à d'autres dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Pétrophysique : Relatif à la relation entre les types de roches et les paramètres tels que la porosité et des mesures obtenues par voie d'enregistrement de câble de forage.

Plan de mise en valeur : Plan qui décrit la méthode et les installations prévues par l'exploitant pour récupérer les ressources en hydrocarbures d'un champ, selon l'interprétation faite par l'exploitant de la géologie et des caractéristique du réservoir.

Plan de retombées : Plan présenté par l'exploitant et avalisé par le Ministre, stipulant les intentions de l'exploitant en matière d'embauche, d'utilisation des biens et de prestation de services liés à ses travaux de prospection et d'exploitation sur les terres domaniales.

Puits abandonné : Tout puits bouché de façon permanente.

Puits achevé : Puits foré et prêt à produire du pétrole ou du gaz naturel.

Puits de prospection : Puits foré dans une formation géologique où aucune découverte importante n'a été réalisée (synonyme de *puits de reconnaissance*).

Puits d'injection : Puits par lequel on injecte des fluides au niveau des formations souterraines afin d'augmenter la pression dans l'ensemble du réservoir.

Puits suspendu : Puits pour lequel les travaux de forage ou de production sont temporairement interrompus.

Puits terminé : Puits qui a atteint sa profondeur totale et qui a été abandonné, achevé ou suspendu.

Quille de crête de pression : Partie d'une agglomération de glace consolidée ou non qui ressorte sous une crête de pression.

Raclage par les glaces : Creusement du fond marin, produisant par exemple les ravins sous-marins, les failles et les stries, créé par le déplacement de masses de glace.

Sismique-réflexion : Principale technique géophysique utilisée dans le domaine de la prospection pétrolière pour cartographier les composants géologiques du sous-sol. Des impulsions acoustiques émises à partir de la surface y sont mesurées après avoir été réfléchies par les couches terrestres, qui possèdent diverses propriétés acoustiques. Les impulsions enregistrées à la surface sont par la suite traitées et interprétées.

Unité mobile de forage en mer (MODU) : Tout navire capable d'effectuer des travaux de forage destinés à la prospection ou à l'exploitation des ressources enfouies dans les fonds marins.

Bureaux de l'APGTC

Région	Adresse postale	Adresse	N° de téléphone	N° de télécopieur
Administration centrale	355, chemin River 15e étage, Tour B Vanier (Ontario) K1A 0E4	355, chemin River 14e au 16e étage, Tour B Vanier (Ontario)	(613) 993-3760	993-9897
Maritimes	Carothèque et laboratoire 201, av. Bronlow, 2e étage City of Lakes Industrial Park Dartmouth (N.-É.) B3B 1W2	Carothèque et laboratoire 201, av. Bronlow, pièce 27 City of Lakes Industrial Park Dartmouth (N.-É.)	(902) 426-3179	426-2628
Territoires du Nord-Ouest	C.P. 1500 Yellowknife (T.N.-O.) X1A 2R3	Immeuble Bellanca 4914, 50e Rue 6e étage Yellowknife (T.N.-O.)	(403) 920-8175	873-8707
Ouest	630, 4e Avenue sud-ouest 3e étage Calgary (Alberta) T2P OJ9	Édifice Merland 630, 4e Avenue sud-ouest 3e étage Calgary (Alberta)	(403) 292-5631	292-4491